

**RAPPORT D'ENQUÊTE ET D'AUDIENCE PUBLIQUE**

**Centrale de cogénération d'énergie  
à Montréal-Est**

**BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT**

Édition et diffusion :  
Secrétariat  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
625, rue Saint-Amable, 2<sup>e</sup> étage  
Québec (Québec)

Téléphone : (418) 643-7447  
sans frais : 1 800 463-4732

5199, rue Sherbrooke Est, porte 3860  
Montréal (Québec)  
H1T 3X9

Téléphone : (514) 873-7790

Tous les documents et mémoires déposés durant le mandat d'enquête et d'audience publique peuvent être consultés au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. Les transcriptions de toutes les interventions au cours des séances de la commission sont également disponibles.

La commission remercie les personnes, les groupes et les organismes qui ont collaboré à ses travaux ainsi que le personnel du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement qui a assuré le soutien professionnel, technique et administratif nécessaire à la réalisation de ce rapport.

Dépôt légal – Bibliothèque nationale du Québec, 1994  
ISBN 2-550-29419-X



Québec, le 21 juin 1994

Monsieur Pierre Paradis  
Ministre de l'Environnement et de la Faune  
3900, rue de Marly, 6<sup>e</sup> étage  
Sainte-Foy (Québec)  
G1X 4E4

Monsieur le Ministre,

J'ai le plaisir de vous remettre le rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement relativement au projet de centre de cogénération d'énergie de la Société «Centre énergétique Montréal-Est» à Montréal-Est.

Ce projet a été examiné par la commission formée de MM. Alain Cloutier et Georges Mezzetta, commissaires, sous la présidence de M. Benoît Taillon.

Bien que la commission se montre favorable sous certaines conditions d'exploitation à la réalisation du projet, elle ne peut avancer qu'il sera nécessaire en 1997, vu la haute variabilité des éléments entrant en considération dans les prévisions énergétiques.

Il ressort également, à la lecture de ce rapport, que la commission estime que le fonctionnement de la centrale doit être régi par des mesures rigoureuses afin que les acquis des dernières années en terme de qualité de l'air soient maintenus.

Veillez recevoir, Monsieur le Ministre, mes plus sincères salutations.

Le président,



Bertrand Tétreault

Pièce jointe



**Québec**  
625, rue Saint-Amable, 2<sup>e</sup> étage  
Québec (Québec) G1R 2G5  
Téléphone: (418) 643-7447  
ou 1-800-463-4732  
Télécopieur: (418) 643-9474

**Montréal**  
5199, Sherbrooke est, Suite 3860  
Montréal (Québec) H1T 3X9  
Téléphone: (514) 873-7790  
ou 1-800-463-4732  
Télécopieur: (514) 873-5024



Ce papier contient 50 %  
de fibres recyclées, dont  
10 % après consommation





Québec, le 17 juin 1994

Monsieur Bertrand Tétreault  
Président  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
625, rue Saint-Amable, 2<sup>e</sup> étage  
Québec (Québec)  
G1R 2G5

Monsieur le Président,

Il me fait plaisir de vous transmettre le rapport d'enquête et d'audience publique portant sur le projet de centrale de cogénération d'énergie à Montréal-Est.

Suite à l'analyse du projet selon les pratiques du Bureau, la commission s'estime favorable à ce projet moyennant certaines conditions. Celles-ci sont liées d'une part, à la nécessité même de la demande énergétique et d'autre part, au maintien des acquis environnementaux en terme de qualité de l'air.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, mes sentiments les meilleurs.

Le président de la commission,

Benoît Taillon

Pièce jointe





---

## Table des matières

<b>Introduction</b> .....	1
<b>Chapitre 1 Le projet</b> .....	3
Le promoteur .....	3
Le contexte .....	3
Les clients et l'emplacement .....	4
La conception de la centrale .....	6
Les retombées économiques et les emplois créés .....	7
Les impacts environnementaux et sociaux .....	8
L'air .....	8
L'eau .....	9
La faune et la flore .....	9
Le bruit .....	9
Les risques d'accident .....	10
<b>Chapitre 2 Les préoccupations des participants</b> .....	11
Les retombées économiques .....	11
L'environnement et la qualité de vie .....	13
La qualité de l'air .....	13
La qualité de vie .....	15
La raison d'être du CEME et la politique énergétique .....	16
Autres considérations .....	17

<b>Chapitre 3</b>	<b>Les aspects énergétiques</b>	<b>19</b>
	Le plan de développement d'Hydro-Québec et sa révision	19
	Le processus d'approbation gouvernementale	19
	Les ajustements des prévisions	20
	Les propositions d'orientations	25
	La cogénération	25
	La position de la cogénération	25
	Les coûts associés	27
	Le coût évité	27
	Les pénalités	29
	Les paiements anticipés	29
	Le projet CEME	30
	Les critères de sélection	30
	L'indice de performance globale d'Hydro-Québec	31
	La description énergétique	32
	La conclusion	33
<b>Chapitre 4</b>	<b>Les aspects techniques du CEME</b>	<b>35</b>
	La cogénération	35
	Le procédé du CEME	36
	Le choix du procédé	36
	Les composantes et leurs caractéristiques	37
	La capacité du CEME	39
	Le contrôle des émissions atmosphériques	40
	Les combustibles	41
	La technologie de contrôle des émissions de NO <sub>x</sub>	41
	Les risques liés au CEME	43
	La conclusion	44



---

<b>Chapitre 5</b> Les aspects environnementaux .....	47
Le choix du site .....	47
Les effets sur la qualité du milieu de vie .....	49
La qualité de l'air .....	49
Les scénarios d'exploitation .....	50
La conformité aux normes de qualité de l'air .....	53
La question des émissions de SO <sub>2</sub> .....	55
Les émissions de CO et CO <sub>2</sub> .....	63
Les effets sur la santé communautaire .....	65
Le bruit .....	66
Les impacts économiques .....	68
Les effets sur les emplois .....	68
Les effets sur les entreprises québécoises .....	69
Remarques sur le raccordement de la centrale aux services d'utilité publique .....	70
La conclusion .....	72
<b>Conclusion</b> .....	75
Le contexte énergétique .....	75
La sélection du CEME par Hydro-Québec. ....	76
La technologie et la capacité du CEME .....	77
La qualité de l'air .....	77
L'intégration du projet dans le milieu .....	78
<b>Bibliographie</b> .....	81

**Les annexes**

<b>Annexe 1</b>	Le mandat et la constitution de la commission .....	83
<b>Annexe 2</b>	Les requérants de l'audience publique .....	89
<b>Annexe 3</b>	Les documents déposés .....	93
<b>Annexe 4</b>	Les participants à l'audience publique .....	109
<b>Annexe 5</b>	Les ministères, les organismes et les personnes ayant collaboré aux travaux de la commission .....	115

---

## Liste des tableaux et des figures

<b>Tableau 1</b>	Comparaison entre les besoins globaux d'énergie (TWh) prévus dans le plan de développement 1993 et ceux du rapport particulier, décembre 1993 .....	22
<b>Tableau 2</b>	Comparaison des bilans en énergie (TWh) du plan de développement 1993 et du rapport particulier, décembre 1993 .....	24
<b>Tableau 3</b>	Production énergétique du CEME selon la période de l'année et le type d'énergie .....	36
<b>Tableau 4</b>	Les scénarios d'exploitation conçus à des fins de simulation des impacts sur la qualité de l'air .....	51
<b>Tableau 5</b>	Calcul des émissions de SO <sub>2</sub> anticipées par le promoteur selon le scénario 5 .....	57
<b>Figure 1</b>	Site proposé pour la centrale de cogénération et localisation des clients de vapeur .....	5
<b>Figure 2</b>	Schéma de la centrale de cogénération .....	38



---

# Introduction

Durant la période d'information sur le projet d'une centrale de cogénération à Montréal-Est, qui s'est déroulée du 10 janvier au 24 février 1994, six requêtes d'audience publique ont été adressées au ministre de l'Environnement et de la Faune. À la demande de ce dernier, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) a tenu une audience publique sur ce projet au Centre Édouard-Rivest les 8, 9 et 10 mars pour la première partie et les 12 et 13 avril pour la seconde partie.

La commission, dans les pages qui suivent, décrit le projet et fait état des positions prises et des inquiétudes soulevées par le projet avant d'émettre son avis à la lumière de l'analyse des impacts appréhendés et des bénéfices estimés.

Pour définir la notion d'environnement, le BAPE s'appuie sur les termes mêmes de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et ses règlements. Au sens de la Loi, la notion d'environnement s'applique non seulement aux questions touchant le milieu naturel ou l'environnement physique, mais englobe également les préoccupations d'ordre social, économique et culturel.

On trouvera en annexe la composition de la commission, la liste des personnes-ressources et des participants à l'audience ainsi que celle des documents déposés.



---

# Chapitre 1 **Le projet**

Ce chapitre dresse un portrait succinct du projet d'après les informations tirées de l'Étude d'impact et celles recueillies en audience publique.

## **Le promoteur**

Services d'énergie Indeck de Montréal-Est inc. et Novergaz inc., regroupés en la Société du Centre énergétique Montréal-Est, sont partenaires à 50 % dans le projet du Centre énergétique Montréal-Est (CEME) soumis à Hydro-Québec.

Services d'énergie Indeck de Montréal-Est inc. est une filiale québécoise d'Indeck Energy Services, compagnie américaine de production d'énergie par cogénération. Cette dernière possède six centrales de cogénération aux États-Unis et planifie la construction de plusieurs autres dont une à Hull, au Québec, ayant fait l'objet d'une audience et d'un rapport du BAPE à l'été de 1993 (document déposé A1 et Étude d'impact, p. i-1).

Novergaz, filiale de Noverco, participe au développement des marchés du gaz naturel dans les secteurs industriel, commercial et institutionnel. Noverco est détenu par la Société québécoise d'initiatives pétrolières, la Caisse de dépôt et de placement du Québec, Gaz de France et Lévesque, Beaubien, Geoffrion. Noverco détient elle-même une participation majoritaire dans Gaz Métropolitain (document déposé A42 et Étude d'impact p. i-1).

## **Le contexte**

En 1987, Hydro-Québec adoptait une politique d'achat d'électricité produite par des promoteurs privés sur le territoire québécois et lançait à cet effet, en 1991, un appel d'offres.

En juillet 1991, à la suite d'une entente conclue avec un consommateur de vapeur, Minéraux Noranda, le CEME soumettait une proposition à Hydro-Québec. En mars 1992, les raffineries Shell et Pétro-Canada s'ajoutaient à la liste des clients éventuels de vapeur de la centrale de cogénération à Montréal-Est. Ce projet a été sélectionné, pour négociation, par Hydro-Québec en novembre 1992 (Étude d'impact, p. i-1).

## Les clients et l'emplacement

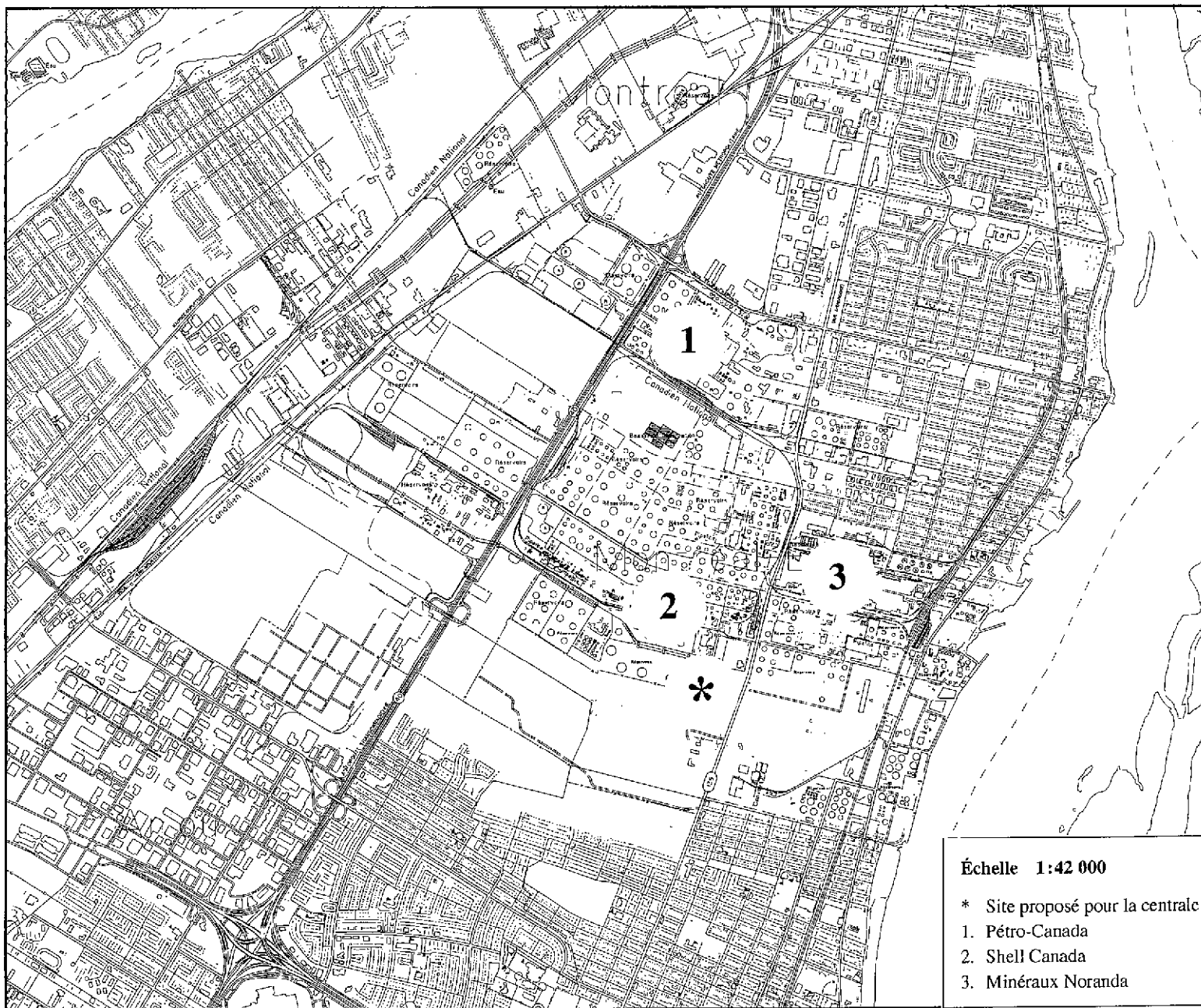
La cogénération désigne la production simultanée de deux formes d'énergie, habituellement de l'électricité et de la vapeur. Le CEME s'est engagé par contrat à vendre de l'électricité à Hydro-Québec et de la vapeur aux raffineries Produits Pétro-Canada, Produits Shell Canada limitée, ainsi qu'à l'affinerie de métaux Minéraux Noranda inc. Cette dernière usine continuerait à alimenter Alcatel câbles Canada et Tuyaux Wolverine inc. à même la vapeur achetée.

L'emplacement choisi pour l'érection de la centrale se situe dans la zone industrielle de Montréal-Est, dans la paroisse de Pointe-aux-Trembles, immédiatement au nord de la rue Sherbrooke et juste à l'ouest du poste de distribution Montréal-Est d'Hydro-Québec (figure 1).

Selon le plan de zonage de Montréal-Est, ce lot fait partie de la zone 51 à dominance industrielle lourde où sont permis les usages d'industrie lourde et d'utilité publique (document déposé B43). Ayant appartenu par le passé à la raffinerie Texaco puis à la compagnie Pétroles Esso Canada, ce terrain a fait l'objet d'une décontamination en 1991 (Étude d'impact, p. 2-16).



**Figure 1 Site proposé pour la centrale de cogénération et localisation des clients de vapeur**



Source: Service de la planification du territoire, CUM.

## La conception de la centrale

La centrale de cogénération répondrait à des demandes fluctuantes autant en électricité qu'en vapeur. Aussi, sa production pourrait varier substantiellement sur une journée, une saison ou même une année (voir chapitres 4 et 5). Le CEME aurait une puissance électrique contractuelle prévue de 216 MW, ce qui lui permettrait de livrer annuellement 1,7 TWh d'énergie.

Pour la vapeur, la centrale est conçue pour répondre à une demande de pointe de 404 000 kg/h de l'ensemble de ses clients, avec un débit moyen de 246 500 kg/h annuellement. En alimentant Minéraux Noranda en vapeur, le CEME comblerait la totalité de ses besoins et ceux de Tuyaux Wolverine et Alcatel câbles Canada, de sorte que les trois chaudières de Minéraux Noranda produisant actuellement la vapeur nécessaire seraient fermées. La raffinerie Pétro-Canada comblerait 90 % de ses besoins en vapeur avec la centrale et fermerait aussi trois chaudières. Enfin, la raffinerie Shell Canada achèterait de la vapeur pour l'équivalent de 60 % de ses besoins. Cette industrie fermerait deux chaudières et en conserverait une durant le début des activités du CEME pour éventuellement la fermer aussi (Étude d'impact, p. 1-1 et M. Normand Paquette, Shell Canada, transcription, 9 mars 1994, après-midi, p. 129).

En proportion du combustible brûlé, le CEME produirait approximativement 50 % d'électricité et 50 % de vapeur (M. Louis St-Maurice, CEME, transcription, 8 mars 1994, p. 41). Son efficacité énergétique se situerait à 70 % sur la base du pouvoir calorifique supérieur (HHV).

La conception du projet prévoit l'utilisation d'un cycle combiné dans lequel la combustion du gaz naturel actionnerait une première turbine reliée à une génératrice électrique. À la sortie de la turbine à combustion, les gaz chauds seraient récupérés et serviraient à propulser une seconde turbine à vapeur. Une partie de la vapeur dégagée par cette turbine alimenterait les clients industriels, le reste sert à actionner une autre génératrice. Cinq chaudières seraient également raccordées à la turbine à vapeur et leur utilisation varierait en fonction de la demande en vapeur et du programme d'entretien.

La centrale de cogénération utiliserait du gaz naturel, comme combustible dans une proportion de 90 % (document déposé A1). Ce gaz serait acheminé par conduite souterraine et, pour ce faire, Gaz Métropolitain, le distributeur,

projette la construction d'un gazoduc d'environ 13 kilomètres reliant la conduite de Gazoduc Trans Québec et Maritimes (document déposé A37).

De plus, une des chaudières auxiliaires brûlerait de l'«huile déclassifiée», c'est-à-dire un résidu de la distillation du pétrole qu'on mélange habituellement avec des huiles plus légères pour la vendre (M. Pierre Laporte, Pétro-Canada, transcription, 8 mars 1994, p. 118). Pour les besoins du CEME, cette huile serait modifiée pour avoir une teneur en poids de soufre de 2%. Elle serait achetée aux raffineries clientes et acheminée par camion à raison de sept à huit livraisons par jour, et entreposée sur le site dans un réservoir d'une capacité de 170 000 litres.

Enfin, de l'huile n° 2 serait utilisée comme combustible d'appoint dans les chaudières ou encore dans la turbine à combustion advenant une interruption de l'approvisionnement en gaz naturel. Elle serait transportée par pipeline à partir d'une raffinerie voisine ou par camions. Un réservoir d'une capacité de 930 000 litres est prévu sur le site pour ce combustible (Étude d'impact, p. 4-11).

Le promoteur prévoit le début de la construction de la centrale à l'automne de 1994, pour une mise en service en septembre 1996 (document déposé A1).

## **Les retombées économiques et les emplois créés**

Pour un investissement initial de près de 260 millions de dollars, les coûts totaux de construction entraînés par le projet s'élèveraient à 189 450 000\$. De ce montant, il est évalué que les achats d'équipements ou de services québécois représenteraient de 60% à 73%. L'effet direct créé lors de la construction représenterait entre 400 et 600 personnes-années et l'effet indirect, entre 800 et 2 000 personnes-années (documents déposés Di10 et A4) et (M. Louis St-Maurice, CEME, transcription, 8 mars 1994, p. 36).

L'exploitation de la centrale aurait un impact économique annuel se situant entre 15 et 20 millions de dollars et nécessiterait la création de 20 emplois directs (document déposé Di10).

# Les impacts environnementaux et sociaux

## L'air

De la combustion du gaz naturel, de l'huile déclassifiée et, dans certaines conditions d'exploitation, de l'huile n° 2 résulterait, entre autres, l'émission d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), de monoxyde de carbone (CO), d'hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) et de particules.

Afin d'évaluer l'impact de la centrale sur la qualité de l'air, le promoteur a procédé à une simulation de ses effets en appliquant des modèles de dispersion atmosphérique. Ces modèles ont été utilisés selon différents scénarios d'exploitation de la centrale, considérés pires au plan des émissions polluantes que la situation prévue comme la plus fréquente en matière d'utilisation d'appareils et de combustibles et ce, afin de se donner une marge de sécurité dans l'évaluation de l'impact sur la qualité de l'air. De plus, ces estimations ont considéré les conditions atmosphériques les plus défavorables et les concentrations maximales de polluants enregistrés par le passé dans l'air ambiant, sans tenir compte des réductions d'émissions escomptées par la fermeture de chaudières chez les clients de vapeur. Les résultats des simulations révèlent que l'exploitation du CEME n'entraînerait pas de dépassements des normes applicables en matière de qualité de l'air dans tous les cas évalués.

Pour une quantité équivalente de vapeur à celle que produisent actuellement les clients de vapeur, le promoteur a estimé que l'exploitation du CEME, sur cette base de comparaison, entraînerait une réduction de 65 % des émissions de SO<sub>2</sub>, de 14 % des émissions de NO<sub>x</sub> et de 50 % des rejets de particules (Étude d'impact, p. 6-36).

En ce qui a trait au dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le promoteur a précisé en audience qu'avec l'arrêt de fonctionnement d'un certain nombre de chaudières chez les clients de vapeur, le projet occasionnerait une augmentation nette de 49 tonnes à l'heure (document déposé A18).

## L'eau

L'eau brute de procédé nécessaire au CEME proviendrait des raffineries clientes qui la puisent elles-mêmes dans le fleuve Saint-Laurent. Des 10284 m<sup>3</sup>/j requis, 88% seraient transformés en vapeur, 7% seraient injectés dans les tours de refroidissement et 5% seraient rejetés à l'égout collecteur municipal. Des additifs seraient mélangés à l'eau de procédé à diverses étapes de son cheminement dans la centrale. Par exemple, des agents de prévention de la corrosion et de la formation de bactéries seraient ajoutés à l'eau servant à la production de vapeur et à celle injectée dans les tours de refroidissement. Selon le promoteur, les concentrations de produits chimiques contenus dans l'effluent rejeté à l'égout se conformeraient aux critères des rejets liquides de la Communauté urbaine de Montréal (CUM) (Étude d'impact, p. 4-22 et 6-95).

## La faune et la flore

Aucune ressource faunique n'a été inventoriée par le promoteur sur le site ou à proximité. Par ailleurs, il a estimé que les rejets atmosphériques de la centrale n'auraient pas d'impact sur la végétation dans la zone décrite comme récente et sans valeur écologique (Étude d'impact, p. 6-128).

## Le bruit

Le promoteur a recensé les principales sources sonores en provenance de la centrale (tours de refroidissement, l'entrée d'air de la turbine à gaz, la sortie des gaz de combustion de la turbine à combustion, le transformateur principal, les ventilateurs des chaudières et le bâtiment des compresseurs). Il a ensuite procédé à la simulation de leur impact à cinq points de mesure représentant les zones les plus sensibles avoisinant le site et a comparé les résultats aux valeurs guides du ministère de l'Environnement et de la Faune ainsi qu'aux règlements de la Ville de Montréal. Après addition d'un dispositif de réduction du bruit à la cheminée de la turbine à combustion, l'augmentation du bruit résultant de la centrale, selon le promoteur, serait inférieure à 1 dBA et serait inaudible aux plus proches résidences qui sont à 800 mètres du site (M. Gerry Erjavec, CEME, transcription, 8 mars 1994, p. 151).

## **Les risques d'accident**

L'identification des principaux types d'accidents susceptibles de toucher le CEME a été effectuée à partir de données historiques liées aux centrales de production d'énergie et aux usines pétrochimiques. Les risques considérés couvrent particulièrement les radiations thermiques, les explosions et les déversements de produits chimiques. Des mesures de sécurité ont été prévues dans la conception du CEME.

La modélisation des pires cas selon des hypothèses conservatrices a permis au promoteur d'établir que peu d'entre eux auraient des conséquences graves au-delà des limites de la propriété du CEME (Étude d'impact, p. 6-115). Les risques pour la population associés au CEME ont été évalués inférieurs aux critères de risques acceptables recommandés par le groupe de travail formé par le Conseil canadien des accidents industriels majeurs.

---

## Chapitre 2 **Les préoccupations des participants**

Les principales questions et prises de positions des participants sur le projet ont porté sur les retombées économiques, les impacts environnementaux et la raison d'être du projet. Ce chapitre reprend les arguments développés relativement à ces thèmes.

### **Les retombées économiques**

L'ensemble des participants appuyant le projet d'une centrale de cogénération à Montréal-Est ont fait valoir l'apport positif qu'elle constituerait sur le plan économique.

Au premier chef, les participants ont souligné que la baisse des coûts de production permis par le CEME pour les clients de vapeur signifierait la consolidation de plusieurs milliers d'emplois. Les représentants de ces industries ont eux-mêmes expliqué que, dans un contexte de mondialisation de la concurrence, la réduction d'une partie de leur facture énergétique constituait un avantage non négligeable. Ainsi, l'achat de vapeur du CEME représenterait une diminution de l'ordre de 4 à 6 millions de dollars des coûts d'exploitation pour Pétro Canada (Mémoire de Produits Pétro-Canada, p. 5), de 3 à 4 millions pour Minéraux Noranda (Mémoire de CCR Noranda, p. 8) et de 2 à 3 millions pour Shell Canada (M. Normand Paquette, Shell Canada, transcription, 8 mars 1994, p. 110).

Pour Pro-Est, la métallurgie et le raffinage du pétrole sont deux secteurs névralgiques pour la relance de Montréal-Est (Mémoire de Pro-Est, p. 3), et c'est un effet structurant, ajoute dans son mémoire l'Office de l'expansion de la Communauté urbaine de Montréal, qu'aurait la réalisation de la centrale (Mémoire de la Communauté urbaine de Montréal, Office de l'expansion économique, p. 3). Sur ce plan, les députés de Pointe-aux-Trembles, Anjou et Hochelaga-Maisonneuve estiment que «de tous les projets qu'évalue Hydro-Québec, celui de Montréal-Est est celui qui consolidera le plus grand

nombre d'industries» (Mémoire des députés de Pointe-aux-Trembles, d'Anjou et d'Hochelaga-Maisonneuve, p. 2).

L'importance des emplois liés à la construction d'un tel projet a été soulignée par le Conseil provincial du Québec des métiers de la construction qui rappelle, par ailleurs, que la construction industrielle est particulièrement touchée par la récession (Mémoire du Conseil provincial du Québec des métiers de la construction, p. 1).

Sur les emplois créés, M. Don Wedge et M. Michel Séguin ont estimé que ce serait 5 ou 6 nouveaux emplois que la centrale générerait plutôt que 20, puisque la fermeture des chaudières chez les clients de vapeur entraînerait l'abolition des postes afférents (M. Michel Séguin, transcription, 12 avril 1994, p. 23, et M. Don Wedge, transcription, 13 avril 1994, p. 129).

La Chambre de commerce du Montréal métropolitain se dit confiante qu'une telle centrale engendrerait le développement de ce nouveau secteur d'activité au Québec, avec les retombées que cela suppose (Mémoire de la Chambre de commerce du Montréal métropolitain, p. 2-3).

Pour que ces retombées soient maximisées, la Chambre de commerce de l'est du Grand Montréal souhaite que le contenu québécois prévu fasse l'objet de garantie de la part du promoteur (Mémoire de la Chambre de commerce de l'est du Grand Montréal, p. 3).

Enfin, Gaz Métropolitain assure que la réalisation du CEME permettrait de renforcer le réseau gazier. Cette compagnie, qui détient et exploite la majeure partie du réseau de distribution gazier au Québec, soutient que l'accroissement du volume de ses ventes de gaz résulterait notamment en une baisse des tarifs pour l'ensemble de sa clientèle (Mémoire de Gaz Métropolitain, p. 5).



# L'environnement et la qualité de vie

## La qualité de l'air

L'aspect principal ayant retenu l'attention des participants sur le plan environnemental a trait à la qualité de l'air.

Une majorité de groupes et de citoyens sont favorables à un projet qui permettrait une réduction notable de contaminants, particulièrement la concentration du dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) et des oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>). Pour eux, cette réduction ne peut avoir qu'un impact bénéfique sur la santé publique. La Chambre de commerce de l'est du Grand Montréal estime que l'image de l'est de Montréal s'en trouverait améliorée (Mémoire de la Chambre de commerce de l'est du Grand Montréal, p. 3).

Commentant dans son mémoire les données du promoteur, la Direction de la santé publique du centre hospitalier Maisonneuve-Rosemont accueille favorablement elle aussi l'annonce d'une diminution du SO<sub>2</sub>, des NO<sub>x</sub> et des particules pour l'est de Montréal, bien que les concentrations existantes sur une base annuelle, selon cette direction, «n'atteignent pas les niveaux reconnus pour produire des effets sur la santé de la population exposée» (Mémoire de la Direction de la santé publique du centre hospitalier Maisonneuve-Rosemont, p. 14). Les augmentations prévues de CO et d'HAP sont qualifiées, quant à elles, de négligeables.

D'autres participants, tels M. Don Wedge et Mercier-Est, quartier en santé, ont toutefois émis l'avis qu'en l'absence d'un portrait global de l'état de la santé publique et de l'incidence cumulative des polluants atmosphériques, on ne pouvait se prononcer adéquatement sur le projet.

Pour le Service de l'environnement de la Communauté urbaine de Montréal, qui édicte et gère les règlements relatifs à l'environnement sur l'île de Montréal, le SO<sub>2</sub> constitue une préoccupation en raison des dépassements de normes enregistrés par le passé. Élargissant la base de calcul à l'ensemble du SO<sub>2</sub> émis par les clients de vapeur, d'une part, et anticipant dans les prochaines années une augmentation de l'utilisation de combustibles

liquides à haute teneur en soufre par les clients, d'autre part, le Service calcule qu'à la date prévue de mise en service, la diminution des émissions de SO<sub>2</sub> serait de 12% (Mémoire de la Communauté urbaine de Montréal, Service de l'environnement, p. 18). Bien que calculée différemment de celle du promoteur, cette amélioration serait significative selon l'organisme. Il souligne toutefois que cette diminution est conditionnelle à un recours principal au gaz naturel et à un usage limité de combustibles liquides par le CEME.

La commission tient à souligner ici que plusieurs participants ont donné l'impression de comprendre que les réductions de SO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub> et de particules annoncées par le promoteur s'appliquaient globalement au secteur de Montréal-Est.

Certains participants se sont inquiétés du lien possible entre la diminution anticipée de SO<sub>2</sub> par l'exploitation du CEME et la demande de relaxation de la limite permise de 1% de teneur en soufre dans les combustibles brûlés sur le territoire de la CUM.

La Chambre de commerce du Montréal métropolitain constate que, même s'il y avait augmentation de CO, les concentrations demeureraient inférieures aux normes de la CUM et comme elle les juge sévères, une augmentation ne l'inquiète pas (Mémoire de la Chambre de commerce du Montréal métropolitain, p. 1).

Rappelant que le Canada était signataire d'accords internationaux prévoyant la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, M. Don Wedge et le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) considèrent négativement l'augmentation prévue. Aussi, le GRAME aimerait voir la capacité électrique du projet réduite à 100 MW, auquel cas le volume de combustibles brûlés demeurerait le même qu'actuellement ainsi que la quantité de CO<sub>2</sub> produit. Le GRAME estime toutefois qu'un projet de plus de 100 MW serait acceptable avec l'addition de mesures pour compenser l'augmentation de CO<sub>2</sub>, tel du reboisement (Mémoire du Groupe de recherche appliquée en macroécologie, p. 2).

Mercier-Est, quartier en santé estime qu'il existe une lacune dans l'évaluation des risques associés aux hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP). Pour le groupe, ces risques sont fonction de la grosseur des particules auxquelles se collent les HAP et il estime que les

particules de dimensions respirables n'ont pas été évaluées (Mémoire de Mercier-Est, quartier en santé, p. 10).

Le GRAME et M. Richard Imbault s'inquiètent de la possibilité que la centrale augmente la proportion prévue des combustibles liquides (Mémoire du Groupe de recherche appliquée en macroécologie, p. 9, et M. Richard Imbault, transcription, 12 avril 1994, p. 119), tandis que Mercier-Est, quartier en santé voudrait voir interdire l'utilisation de l'huile déclassifiée et s'étonne de sa valorisation dans l'indice de performance globale, critère de sélection d'Hydro-Québec (Mémoire de Mercier-Est, quartier en santé, p. 13).

## La qualité de vie

M. André Vaillancourt et Mercier-Est, quartier en santé se sont montrés ennuyés du fait que le promoteur ait inclus dans sa méthode de choix du site un critère d'acceptation sociale qui a été interprété comme la volonté de construire là où les gens sont le moins enclins à protester (Mémoire de Mercier-Est, quartier en santé, p. 8).

Si Mercier-Est, quartier en santé dénonce, par ailleurs, qu'on concentre les activités industrielles dans le même secteur «et que l'Est reste l'Est, un secteur visuellement peu attrayant», l'Institute of Power Engineers, par contre, juge que «le projet s'intègre bien dans le tissu industriel de l'est de l'île de Montréal» (Mémoire du Institute of Power Engineers, p. 1).

Mercier-Est, quartier en santé souhaite qu'il y ait des mesures de contrôle visant à vérifier qu'une fois la centrale en exploitation, l'augmentation du bruit ne soit pas supérieur à 1 dBA, telle qu'elle est estimée par le promoteur, ce groupe jugeant que le bruit de fond dans le secteur est déjà élevé (Mémoire de Mercier-Est, quartier en santé, p. 8). La Chambre de commerce de l'est du Grand Montréal et la Direction de la santé publique du centre hospitalier Maisonneuve-Rosemont estiment, pour leur part, que la distance entre la centrale et les résidences les plus proches est suffisante pour atténuer cet impact (Mémoire de la Chambre de commerce de l'est du Grand Montréal, p. 3 et Mémoire de la Direction de la santé publique du centre hospitalier Maisonneuve-Rosemont, p. 13).

M. Conrad Chiasson et Mercier-Est, quartier en santé auraient souhaité pouvoir consulter un plan d'urgence définitif et s'inquiètent des risques liés au dynamitage à la carrière Francon-Lafarge, d'une part, et de la proximité des réservoirs d'hydrocarbures des pétrolières, d'autre part (M. Conrad Chiasson, transcription, 12 avril 1994, p. 49-53, et Mémoire de Mercier-Est, quartier en santé, p. 11).

Enfin, le GRAME considère comme une lacune le fait de n'avoir pas tenu compte des impacts cumulatifs non plus que des «externalités» dans l'évaluation de ce projet (Mémoire du Groupe de recherche appliquée en macroécologie, p. 10-14).

## **La raison d'être du CEME et la politique énergétique**

Le Mouvement Au Courant, Mercier-Est, quartier en santé et Michel Séguin ont déploré que l'examen des projets de cogénération se fassent à la pièce, en l'absence d'une audience générique sur la cogénération ou, mieux, une politique énergétique pour le Québec ayant fait l'objet d'un débat public (M. John Burcombe, Mouvement Au Courant, transcription, 9 mars, après-midi, p. 46; Mémoire de Mercier-Est, quartier en santé, p. 12; et M. Michel Séguin, transcription, 12 avril 1994, p. 24).

Le Mouvement Au Courant soutient que les prévisions de la demande d'Hydro-Québec pèchent par excès. Doutant de la réalisation de la deuxième phase du projet Alouette, il estime que si l'on soustrayait de la demande le besoin de 3 TWh associé à cette phase, le «déficit anticipé pour cette période disparaît et, avec lui, la nécessité de la production en provenance des projets au gaz naturel». Il propose, en cas de manque à combler temporaire, de recourir à l'achat d'électricité de réseaux voisins (Mémoire du Mouvement Au Courant, p. 4-5).

Pour Mercier-Est, quartier en santé et le GRAME, répondre à la demande par des centrales de cogénération, c'est se détourner à tort de la source peu ou pas polluante qu'est l'hydroélectricité et, pour ce dernier groupe, céder à la «psychose antihydroélectricité» (Mémoire de Mercier-Est, quartier en santé, p. 10, et Mémoire du Groupe de recherche appliquée en macroécologie, p. 2).

Pour le Mouvement Au Courant et Michel Séguin, un tel projet équivaut à une aide, de la part d'Hydro-Québec, octroyée au promoteur et aux clients. Le Mouvement Au Courant soutient d'ailleurs qu'Hydro-Québec, selon les ententes prises dans les projets de cogénération sous examen, paierait de 15% à 20% plus cher le kWh que son coût évité (Mémoire du Mouvement Au Courant, p. 6).

Enfin, ce groupe juge que brûler du gaz pour produire de l'électricité servant en partie à du chauffage résidentiel plutôt que de chauffer directement au gaz naturel constitue une grave perte d'efficacité (Mémoire du Mouvement Au Courant, p. 8).

## Autres considérations

Le Mouvement Au Courant a dénoncé le fait que la conduite de gaz de 13 kilomètres qui s'est ajoutée ultérieurement au projet soit évaluée indépendamment et selon un processus moins exigeant que celui auquel est soumise la centrale. Pour ce groupe, cela constitue un morcellement qui discrédite le processus d'évaluation environnementale québécois (Mémoire du Mouvement Au Courant, p. 2).

Des groupes environnementaux, dont Mercier-Est, quartier en santé, se sont élevés contre le grand nombre de projets faisant l'objet d'une audience publique dans un même laps de temps. Ces groupes estiment qu'en l'absence de soutien financier, cette situation conduit à «banaliser ce processus tellement important» (M. Michel Séguin, transcription, 12 avril 1994, p. 18).



---

## **Chapitre 3 Les aspects énergétiques**

Ce chapitre met de l'avant les aspects énergétiques du projet CEME, tant par la place qu'il occupe dans la filière de la cogénération que par ses propres caractéristiques. Par ailleurs, la commission a analysé le plan de développement d'Hydro-Québec à l'intérieur duquel s'inscrit le projet.

### **Le plan de développement d'Hydro-Québec et sa révision**

La commission a examiné le processus d'approbation et quelques particularités du plan de développement d'Hydro-Québec. D'abord, la société d'État procède à l'évaluation des prévisions de la demande énergétique en considérant un ensemble de facteurs. Elle réévalue par la suite ses propres moyens de rencontrer cette demande et les ajuste, entre autres, par l'ajout d'équipements, des achats contractuels, etc. Enfin, Hydro-Québec propose ses choix d'orientations au gouvernement.

### **Le processus d'approbation gouvernementale**

Le processus d'approbation des orientations d'Hydro-Québec fut modifié en 1991 afin de permettre une plus large consultation et des études plus approfondies (Plan de développement Proposition 1993, p. 5). Ainsi, avant toute approbation par le gouvernement, Hydro-Québec doit déposer une proposition de plan de développement triennal dont les enjeux sont discutés lors d'une commission parlementaire.

Le plan de développement présente des options de développement tenant compte d'une analyse du marché énergétique. Différents rapports

accompagnent ce plan; ils portent notamment sur l'efficacité énergétique, les moyens de production, les orientations tarifaires, les prévisions de la demande d'électricité, la consultation, le développement économique du Québec et les exportations.

D'autre part, un suivi annuel sur l'engagement de performance est effectué pour chacune des deux années intermédiaires et ce, afin de faire le point sur l'évolution de la conjoncture depuis la présentation du plan de développement. Le rapport général de suivi sur l'engagement de performance a fait l'objet d'un examen lors d'une commission parlementaire tenue les 23 et 24 mars 1994, de même que trois rapports particuliers demandés par le gouvernement. Il s'agit des rapports sur l'équilibre énergétique, l'efficacité énergétique et les pratiques commerciales. Ces quatre rapports datent du 31 décembre 1993. Le suivi du plan de développement ne fait pas l'objet d'une approbation gouvernementale.

Le plan de développement 1993-1995 présenté en novembre 1992 fut discuté lors d'une commission parlementaire tenue en février et mars 1993. Il ne fut approuvé par le gouvernement qu'en septembre 1993. Par ailleurs, sa révision par le biais des rapports particuliers date de décembre 1993, soit trois mois seulement après l'approbation du plan de développement. Cette révision ne fut rendue publique qu'à la fin de février 1994.

La commission constate un certain disfonctionnement du processus d'approbation. En raison des délais impartis et des fluctuations du marché énergétique, les autorités gouvernementales risquent d'entériner des propositions basées sur des données caduques. Le processus gagnerait à être réexaminé, car l'objectif louable d'élargir la consultation doit nécessairement s'accompagner de la diffusion des meilleures données disponibles.

## **Les ajustements des prévisions**

L'évaluation des besoins énergétiques, la demande, s'établit suivant les tendances démographiques, économiques et énergétiques du marché. Hydro-Québec doit également considérer les effets de ses interventions stratégiques sur la demande, car le développement de marché, les ventes à l'exportation et les divers programmes d'efficacité énergétique influencent notamment le marché.



Le rapport particulier *L'équilibre énergétique* rend compte des ajustements apportés aux prévisions du plan de développement 1993-1995. Pour Hydro-Québec, il s'agit d'ajustements conjoncturels à court terme avec comme conséquence le maintien d'un taux de croissance annuel moyen des ventes régulières de l'ordre de 2,2% pour l'horizon 1992-2010. Ce taux est ramené à 1,6% lorsqu'on tient compte des interventions d'Hydro-Québec, tel le programme d'efficacité énergétique. Globalement, les besoins énergétiques prévus par Hydro-Québec seraient de l'ordre de 185 TWh pour 1996, 207 TWh pour l'an 2000 et 224 TWh pour l'an 2005 (tableau 1). Ces évaluations correspondent au dernier scénario prévisionnel le plus probable, c'est-à-dire le scénario moyen.

Notre attention se porte sur une composante de la demande, soit les ventes régulières d'électricité au Québec. Les ventes régulières au Québec ont été réévaluées à la baisse dans le rapport particulier. Celles-ci contribuent de façon notable à l'ajustement de la demande (tableau 1). Elles représenteraient, sans développement de marché, 150 TWh pour l'an 1996 comparativement à 156 TWh prévu au plan de développement. Cet ajustement à la baisse des ventes régulières représente la majeure partie (86%) de l'écart entre les prévisions des besoins globaux d'énergie (7 TWh). Pour l'an 2000, l'écart dans les prévisions s'amenuiserait à 3 TWh, ce qui représente moins de la moitié de l'écart entre les besoins prévus (7 TWh). Les ajustements des pronostics de ventes régulières d'électricité portent donc principalement sur le court terme. De plus, dans la réalité, Hydro-Québec a déjà mesuré pour l'année 1993 une consommation inférieure aux prévisions de 3,9 TWh (Rapport particulier *L'équilibre énergétique*, p. 15).

L'examen des sous-éléments des ventes régulières amène rapidement à pointer le secteur industriel, lequel représenterait à lui seul une diminution de 3,3 TWh pour 1996, soit 60% de l'écart des prévisions. L'impact du secteur industriel est considérable puisqu'à lui seul, il équivalait en 1993 à 40% de la consommation réelle d'énergie électrique au Québec, soit 54,7 TWh des 138,0 TWh d'énergie vendue par Hydro-Québec.

**Tableau 1 Comparaison entre les besoins globaux d'énergie (TWh) prévus dans le plan de développement 1993 et ceux du rapport particulier, décembre 1993**

	Plan de développement 1993				Rapport, décembre 1993			
	1996	2000	2005	2010	1996	2000	2005	2010
Ventes d'électricité régulière au Québec	156	173	185	198	150	170	182	195
Livraisons selon ententes et autres	7	6	6	6	7	6	6	6
Ventes à l'exportation	9	12	5	5	9	9	2	2
<b>Livraisons totales</b>	<b>172</b>	<b>191</b>	<b>196</b>	<b>209</b>	<b>165</b>	<b>185</b>	<b>190</b>	<b>203</b>
Pertes électriques	16	18	19	21	15	17	18	20
<b>Besoins sans développement des marchés</b>	<b>188</b>	<b>209</b>	<b>215</b>	<b>230</b>	<b>180</b>	<b>202</b>	<b>209</b>	<b>223</b>
Besoins additionnels provenant:								
- du développement industriel	0	1	3	3	0	1	2	2
- des exportations	0	0	9	9	0	0	9	9
<b>Besoins avec développement des marchés</b>	<b>188</b>	<b>210</b>	<b>227</b>	<b>242</b>	<b>181</b>	<b>203</b>	<b>219</b>	<b>234</b>
<b>Réserve énergétique requise</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
<b>Total des besoins globaux d'énergie</b>	<b>192</b>	<b>214</b>	<b>232</b>	<b>248</b>	<b>185</b>	<b>207</b>	<b>224</b>	<b>240</b>

Source : tiré du *Plan de développement 1993*, p. 75, et du rapport particulier *L'équilibre énergétique*, décembre 1993, p. 26.

De tous les sous-secteurs industriels, celui de la fonte et de l'affinage constitue la grande part de l'écart prévisionnel (50%). Hydro-Québec argue les difficultés particulières de ce marché au niveau mondial. La commission note que le report de 17 mois de la phase II du projet d'aluminerie Alouette, soit en novembre 1997, représente une diminution des besoins d'électricité de 0,6 TWh en 1996 et de 3,2 TWh en 1997. D'autre part, la société Alouette a jusqu'à janvier 1995 pour exercer son option contractuelle de développer cette deuxième phase (document déposé B58).

De cet ensemble, la commission retient que, malgré la haute variabilité des éléments prévisionnels devant être considérés par Hydro-Québec, le sous-secteur industriel de la fonte et de l'affinage tiendrait une place prépondérante dans l'écart entre les prévisions du plan de développement et celles de sa révision. L'impact de ces changements risque d'être mesuré surtout sur les achats d'électricité de producteurs privés par Hydro-Québec, et plus particulièrement sur la filière d'appoint qu'est la cogénération.

Les ajustements dans la prévision de la demande en électricité amènent des modifications au bilan d'énergie (tableau 2). En effet, au lieu d'un surplus de 5 TWh en 1996 prévu dans le plan de développement, Hydro-Québec ferait face à un surplus de 12 TWh. Cette différence non négligeable de 7 TWh à court terme équivaut de façon relative à 4% des 180 TWh d'énergie des besoins totaux sans développement de marché au Québec (tableau 1).

Cette situation de surplus se transformerait, selon Hydro-Québec, en déficit énergétique de 1 TWh à compter de l'an 2000, pour atteindre 14 TWh en l'an 2005. Plus précisément, le surplus passerait de 10 TWh en 1997 à 4 TWh en 1998 et il y aurait équilibre en 1999 (document déposé B57).

**Tableau 2 Comparaison des bilans en énergie (TWh)  
du plan de développement 1993  
et du rapport particulier, décembre 1993**

	Plan de développement 1993				Rapport, décembre 1993			
	1996	2000	2005	2010	1996	2000	2005	2010
<b>Besoins d'énergie à satisfaire</b>	<b>192</b>	<b>214</b>	<b>232</b>	<b>248</b>	<b>185</b>	<b>207</b>	<b>224</b>	<b>240</b>
Moyens existants et engagés dont :								
- parc existant et achats contractuels	173	173	172	172	177	177	176	176
- centrales en construction (La Grande - Phase II)	14	14	14	14	11	12	12	12
- <i>Production privée (contrats signés ou en négociation)</i>	4	6	6	6	3	6	6	6
Amélioration du réseau existant	1	2	2	2	1	1	1	2
Efficacité énergétique	5	10	15	20	5	10	15	20
<b>Total des moyens identifiés</b>	<b>197</b>	<b>205</b>	<b>209</b>	<b>214</b>	<b>197</b>	<b>206</b>	<b>210</b>	<b>216</b>
<b>Écart entre les besoins et les moyens identifiés</b>	<b>(5)</b>	<b>9</b>	<b>23</b>	<b>34</b>	<b>(12)</b>	<b>1</b>	<b>14</b>	<b>24</b>
<b>Moyens additionnels nécessaires</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>25</b>	<b>33</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14</b>	<b>24</b>

Source : tiré du *Plan de développement* 1993, p. 77, et du rapport particulier *L'équilibre énergétique*, décembre 1993, p. 30.

## Les propositions d'orientations

Afin d'équilibrer le bilan énergétique d'ici l'an 2000, Hydro-Québec a revu l'ensemble de ses moyens et proposé des orientations qui furent examinées lors de la commission parlementaire en mars 1994.

En résumé, ces propositions d'orientations visent :

- le report de la mise en service de certains projets de barrages hydroélectriques ;
- le maintien de l'objectif d'économie d'énergie de 9,3 TWh pour l'an 2000 ;
- la réduction et la modulation des achats de producteurs privés d'électricité qui passent de 760 MW à 500 MW, dont 250 MW proviendront de la cogénération, et pour lesquels l'échéancier s'échelonne de 1997 à l'an 2000.

## La cogénération

### La position de la cogénération

Dans ses documents, Hydro-Québec réfère à la cogénération comme étant une filière d'appoint et ce, particulièrement à cause de sa flexibilité quant à la taille des projets et aux délais de réalisation évidemment plus courts que pour les grands barrages. À cela s'ajoutent la proximité des projets de cogénération des centres de consommation et l'absence de réseau de transport associé.

Dans sa révision de plan de développement, Hydro-Québec propose de maintenir quatre des huit projets majeurs de cogénération déjà liés par contrat. Par la suite, il y aurait sélection de un ou deux projets représentant 250 MW afin de combler les besoins énergétiques à compter de 1997.

Or, la cogénération apparaît pour le moins vulnérable compte tenu du faible volume requis et de son assujettissement à de fortes variations du marché.

En effet, la puissance prévue requise pour 1996 équivaldrait à 0,7 % du parc existant et des achats contractuels prévus (34 370 MW). Pour la commission, on ne peut guère parler de filière réelle.

Les besoins requis sont également tributaires de l'ajustement entre l'offre et la demande. D'une part, le simple report de la phase II du projet Alouette implique une baisse de 3,2 TWh pour l'an 1997. Pour la commission, un nouveau report de ce seul projet pourrait être déterminant quant à la nécessité du recours à la cogénération.

Quant à l'offre régulée par Hydro-Québec, la commission observe que plusieurs des écarts de calcul des prévisions pour 1996 provenant du plan de développement et de sa révision sont largement supérieurs aux besoins mêmes prévus de la cogénération. Les exemples suivants sont explicites :

---

Parcs existants et achats contractuels	870 MW
Puissance interruptible	580 MW
Centrales en construction	370 MW
Effacement bi-énergie	310 MW

---

Toujours en regard de l'offre, Hydro-Québec exerce elle-même des choix. C'est le cas de la cogénération qui représentait 580 des 760 MW de la production privée prévue dans le plan de développement alors que, dans sa révision, il est proposé de n'en retenir que 250 MW sur une production privée totale de 500 MW. Il s'agit d'un recul face à leur position antérieure.

Finalement, la commission opine qu'en raison des variations des prévisions de marché, des ajustements à la hausse sont toujours possibles dans une perspective de court et de moyen terme et qu'en pareil cas, un groupe de huit projets majeurs de cogénération totalisant 1229 MW est potentiellement accessible à Hydro-Québec. Qui plus est, dans un mémoire rendu public en mars 1994<sup>1</sup>, l'Association des industries forestières du Québec, qui représente 97% de la capacité de production de pâtes et papiers et les deux tiers de la capacité de production de bois de sciage au Québec, considère que la cogénération a sa place comme mode de production efficace, rentable et complémentaire aux grands projets hydroélectriques en exploitation. Selon cette association, la cogénération doit être reconnue au même titre que les autres moyens de production d'énergie pour combler les besoins en électricité des Québécois. Ainsi, si tous ces projets allaient de l'avant dans un avenir rapproché, nous risquerions de nous retrouver avec une filière d'appoint réelle dont nous n'aurions pas évalué globalement les impacts, ce qu'aurait procuré une audience générique, ou un autre mécanisme permettant un débat public sur le sujet.

## Les coûts associés

### Le coût évité

Hydro-Québec s'est fixé en 1991 une grille tarifaire lors de l'appel d'offres APR-91 qui s'applique à tous les producteurs privés. L'élément de base de cette grille est la notion théorique de «coût évité» dont la définition donnée en audience est la suivante :

*Coûts de réalisation et d'exploitation en matière de production, transport, répartition et distribution, évités par Hydro-Québec par l'adoption d'options (efficacité énergétique, production privée, etc.) qui permettent de rencontrer les besoins.*  
(document déposé B23)

Des problèmes liés au coût évité ont été soulevés en audience. Il s'agit du fait que le prix payé aux producteurs privés d'électricité, incluant la cogénération,

---

1. L'Association des Industries Forestières du Québec (1994), *La cogénération Un facteur de compétitivité pour le Québec*, 19 pages.

est celui basé sur le coût évité au temps de l'appel d'offres de 1991 d'Hydro-Québec. Ce coût évité pourrait être de 15 % à 20 % moindre s'il était calculé aujourd'hui.

Selon le représentant d'Hydro-Québec, «ce qui est peut-être important de retenir, c'est que, pour l'ensemble de nos différents moyens de rencontrer la demande, que ce soit d'efficacité énergétique ou la production privée, la cogénération, de petites centrales hydroélectriques, on utilise la même base de calcul» (M. Gilles Côté, Hydro-Québec, transcription, 9 mars 1994, après-midi, p. 96-97).

Ce coût évité représente ce qu'il en coûtait pour la construction du projet Grande-Baleine en 1991 (4,4¢/kWh). Il est modulé à la hausse par la suite suivant un ensemble de facteurs qui considèrent les économies engendrées pour Hydro-Québec, tel que le profil de production en période de pointe hivernale, l'absence de construction de ligne de transport, etc.

Considérant l'actualisation du coût évité, le représentant d'Hydro-Québec a reconnu qu'en tenant compte de la baisse des taux d'intérêt, le coût évité d'aujourd'hui pourrait être de 15 % à 20 % moins élevé que celui calculé en 1991. Il a cependant indiqué à la commission que :

*[...] la grille tarifaire a été élaborée à partir des coûts évités et cette grille comprend un prix de départ et une formule d'indexation. S'il y a une révision des coûts évités, on ne révisé pas la formule de prix du contrat d'électricité, le contrat d'électricité a sa propre logique.*

(M. Gilles Côté, Hydro-Québec, transcription, 9 mars 1994, après-midi, p. 141)

La commission retient que le coût évité est un prix de référence théorique qui a servi de base à l'élaboration d'une grille tarifaire. En l'espèce, le contrat signé en décembre 1993 est basé notamment sur des données incluses dans la grille tarifaire de 1991, modulées avec d'autres éléments contractuels négociés. Pour la commission, le contrat a toutes les apparences d'une pratique commerciale courante.



## **Les pénalités**

Contrairement à ses propres équipements, Hydro-Québec ne participe pas au financement de projets de cogénération, du moins en ce qui concerne le CEME. Cependant, les revenus du CEME proviendraient dans une large mesure (75 % à 80 %) de la vente d'électricité à la société d'État (M. Kevin Smith, transcription, 9 mars 1994, soirée, p. 75). Les seules contraintes pécuniaires concernent donc les pénalités prévues au contrat.

Hormis les deux premiers contrats signés avec des producteurs, la société Hydro-Québec s'est assurée qu'une clause d'option de retrait soit inscrite aux contrats, dont celui du CEME. Il s'agit d'une option de retrait unilatérale par Hydro-Québec qui implique des pénalités en cas d'exécution.

Les pénalités considèrent les frais de développement du projet par le promoteur, les frais encourus envers des tiers et les frais d'intégration des installations du projet au réseau d'Hydro-Québec.

Les pénalités proportionnelles au degré d'avancement du projet sont limitées par Hydro-Québec à un niveau plafond. Dans le cas du CEME, le représentant d'Hydro-Québec en audience publique a situé le niveau d'avancement à l'étape A de la clause 47.5 du contrat, soit avant la signature de l'ensemble des contrats d'approvisionnement en gaz naturel, ce qui équivaut à une pénalité maximale de 15\$/kW, soit environ 3,2 millions de dollars (M. Gilles Côté, Hydro-Québec, transcription, 9 mars 1994, après-midi, p. 62 et suiv.).

## **Les paiements anticipés**

La pertinence de la formule de paiements anticipés fut soulevée lors des audiences. D'aucuns y voient un avantage pour le promoteur et un risque potentiel pour Hydro-Québec.

Rappelons qu'il s'agit d'une formule permettant à l'acheteur (Hydro-Québec) d'accélérer sur les sept premières années le versement du montant total dû pour les 25 années du contrat. Les paiements anticipés sont comptabilisés de sorte à être balancés par des paiements inférieurs à leur valeur réelle sur les années résiduelles du contrat. La formule relève de la pratique commerciale.

Le contrat liant le producteur (CEME) et Hydro-Québec prévoit l'obligation de remboursement par le producteur des trop-perçus pour les cas où la quantité d'électricité livrée serait inférieure. De plus, Hydro-Québec s'assure par la clause 41.3 d'une garantie financière en cas de non-respect de l'obligation contractuelle de remboursement. En effet, le producteur devra fournir une hypothèque de second rang en faveur d'Hydro-Québec et portant sur les installations du projet CEME. Le producteur accepte également de limiter les sûretés à fournir lors de la signature du contrat de financement.

À la lumière d'un examen sommaire de la formule de paiements anticipés et sous réserve d'une analyse plus approfondie de ses constituantes comptables, la commission n'y voit pas une subvention au producteur. Pour la commission, Hydro-Québec a pris les moyens juridiques de se protéger dans le cadre de ses négociations contractuelles.

## **Le projet CEME**

### **Les critères de sélection**

Le processus de sélection des projets de production privée d'électricité est certes évolutif. Devant une réponse fortement intéressée à un appel d'offres où Hydro-Québec a reçu des projets pour plus de 8 000 MW, celle-ci a procédé à un second appel d'offres, duquel résulte une banque de huit projets majeurs de cogénération de plus de 100 MW, totalisant 1 229 MW.

Le représentant d'Hydro-Québec a présenté différents éléments de sélection de projets, mais la commission n'en connaît pas le poids relatif dans le choix du projet CEME. Entre autres choses, Hydro-Québec a privilégié une efficacité énergétique élevée et un contenu québécois des projets supérieur à 60%.

Les critères pour circonscrire les huit projets restants et n'en retenir qu'un ou deux ne sont pas plus définis. Outre les besoins énergétiques à combler et l'examen des avantages pour Hydro-Québec et pour le Québec, le représentant de cette société d'État nous a indiqué :

*[...] les modalités pour passer de huit à quatre [projets], pour passer de quatre à deux en service, tout ça, ça n'a pas été déterminé ou l'analyse là-dessus n'est pas complétée de façon fine.*

(M. Gilles Côté, Hydro-Québec, transcription, 9 mars 1994, après-midi, p. 58)

## **L'indice de performance globale d'Hydro-Québec**

Un des critères de sélection d'Hydro-Québec est l'indice de performance globale (IPG<sub>HQ</sub>). Cet indice d'efficacité énergétique est adapté pour favoriser l'utilisation de la biomasse et des déchets comme combustible. Le CEME, avec un IPG<sub>HQ</sub> de 0,78, a le 2<sup>e</sup> meilleur indice parmi les huit projets majeurs de cogénération retenus par Hydro-Québec (document déposé B40).

Dans le présent projet, l'huile déclassifiée est considérée comme déchet. Elle alimenterait exclusivement la chaudière auxiliaire n<sup>o</sup> 1 et fournirait près de 20% de l'énergie vapeur à la sortie du CEME (document déposé B55).

Bien qu'étant intéressant lorsqu'il s'agit de brûler de la biomasse, la commission s'interroge sur la portée de l'IPG<sub>HQ</sub> tel qu'il est appliqué dans le projet CEME. Hydro-Québec, du point de vue énergétique, privilégie la combustion de l'huile déclassifiée jugée comme étant un déchet. Il s'agit d'un élargissement de la valorisation donnée par Hydro-Québec du recours à la biomasse ou aux déchets comme combustible dans les projets de cogénération. En effet, Hydro-Québec a déjà indiqué que «la production thermique faite à partir de déchets et de biomasse forestière sera favorisée en priorité en raison de ses avantages environnementaux» (Plan de développement 1993, p. 65). Ce n'est pas ce que l'on favorise dans le présent projet.

La commission s'interroge à savoir s'il revient à une société d'État de décider si l'huile déclassifiée, un sous-produit industriel, peut être considérée comme un déchet à valoriser. L'impact des quantités d'huile déclassifiée utilisées dans le projet CEME sera examiné plus loin.

## La description énergétique

Le projet CEME est conçu pour fournir pendant 25 ans de la vapeur à trois clients, avec une production moyenne annuelle de 246 500 kg/h et une production de pointe de 404 000 kg/h. D'autre part, le CEME fournirait de l'électricité pour son client exclusif, Hydro-Québec. La puissance contractuelle serait de 216 MW, soit l'équivalent d'une production énergétique de 1,7 TWh. Le rapport énergétique vapeur/électricité annuel moyen serait de 1,0 et varierait de 0,9 à 1,2 suivant la période de l'année (document déposé A22).

Le contrat liant Hydro-Québec et le CEME prévoit quelques clauses permettant de modifier la puissance électrique contractuelle. Une première clause (7.3) permet au CEME d'ajouter ou de soustraire à une occasion au début de l'exploitation un maximum de 5% des quantités prévues, ce qui équivaut environ à 11 MW. Hydro-Québec s'est réservée une clause (11) de puissance additionnelle de 25 MW supérieure à la puissance horaire moyenne. La clause 7.4 autorise Hydro-Québec, suivant certaines conditions et à la suite de difficultés de livraison d'électricité par le CEME, à diminuer la quantité d'électricité. De même, Hydro-Québec peut réduire la quantité d'électricité nécessaire (8) en la programmant suivant ses besoins. Enfin, la clause 7.6 permet au CEME d'augmenter la puissance de 25 MW s'il y a réduction permanente de fourniture de vapeur aux clients, condition exécutable qu'après les cinq premières années d'exploitation.

Cependant, Hydro-Québec s'assure par son contrat que les quantités de vapeur fournies par le CEME sont fermes pour la durée du contrat (25 ans), avec une valeur plancher moyenne de 410 000 lb/h (art. 23.5), soit l'équivalent de 185 976 kg/h.

En cas de réduction des achats de vapeur après les cinq premières années, Hydro-Québec exige dans son contrat que ses clients de vapeur achètent la totalité de leurs besoins en vapeur du CEME et ce, jusqu'à hauteur de la valeur plancher précitée.

La commission constate qu'Hydro-Québec s'assure que le CEME ne soit pas une centrale thermique ne produisant que de l'électricité et ne le devienne jamais en limitant contractuellement les hausses de puissance électrique, en exigeant des quantités de vapeur minimales importantes à fournir aux clients

et en s'assurant que ces clients soient exclusivement approvisionnés par le CEME pour une quantité définie de vapeur.

## La conclusion

La commission a choisi d'examiner le recours à la cogénération comme réponse à un besoin énergétique identifié par Hydro-Québec pour 1997. En tenant compte des variations continues du marché énergétique, de la flexibilité qu'offre la cogénération par la taille des projets, les délais de mise en exploitation et les implications financières limitées et en faisant abstraction de toute question environnementale, la commission comprend que la cogénération puisse apparaître comme une option énergétique intéressante pour une société d'État chargée de la livraison d'un service public.

La contribution de la cogénération dans le portrait énergétique québécois est difficile à cerner puisque son rôle en est un d'appoint et, donc, quantitativement variable. Suivant les prévisions actuelles, cette option serait quasi inexistante avec 250 MW en l'an 1997, ce qui ne correspondrait qu'à 0,7 % du parc de production d'Hydro-Québec et des achats contractuels prévus pour 1996. Il faut souligner la précarité des besoins prévus de cogénération en 1997 et constater l'influence anéantissante des moindres fluctuations à la baisse des prévisions de la demande, tel qu'aurait à titre d'exemple un second report de la phase II du projet Alouette. La commission ne se considère pas en mesure de valider la nécessité du recours à la cogénération pour l'an 1996 ou 1997.

D'autre part, la commission tient à souligner qu'en cas de reprise économique rapide, Hydro-Québec aurait accès à huit projets majeurs de cogénération totalisant 1 229 MW, pour lesquels nous n'aurions pas mesuré les impacts environnementaux globaux, faute d'un débat public sur l'ensemble des projets. Par ailleurs, il faut noter que l'Association des industries forestières du Québec demande, en raison des avantages qu'offre cette filière à ses membres, que la cogénération soit reconnue au même titre que les autres moyens de production d'énergie au Québec.

Quant à la diffusion de l'information relative au marché énergétique et aux ajustements qu'Hydro-Québec entend apporter, il y aurait lieu d'améliorer le

processus menant à l'approbation gouvernementale, puisque celle-ci peut devenir caduque en raison des délais de cheminement.

La commission s'interroge également sur la décision d'Hydro-Québec de considérer l'huile déclassifiée comme un déchet à valoriser et d'en bonifier sans contraintes l'utilisation dans un de ses critères de sélection, l'indice de performance globale. La commission note qu'Hydro-Québec s'éloigne ainsi de sa volonté première de favoriser le recours à la biomasse ou aux déchets dans les projets de cogénération.

Dans le cas du CEME, la commission retient que le coût évité a servi de prix de référence théorique lors de l'élaboration d'une grille tarifaire uniforme pour l'ensemble des producteurs privés et utilisée lors de l'appel d'offres public. Pour elle, il n'y a pas de lien direct entre la notion de coût évité et le libellé du contrat qu'ont signé les parties. Ce contrat est cependant basé sur la grille tarifaire. Selon la commission, cette façon de faire a les apparences d'une pratique commerciale courante.

La commission a également constaté qu'Hydro-Québec, par le contrat avec le promoteur, s'est assuré que le CEME, pour ses 25 ans d'exploitation, ne puisse devenir une centrale ne produisant que de l'électricité. En effet, certaines clauses garantissent que la centrale maintiendrait une quantité minimale importante de vapeur produite et que les clients s'approvisionneraient pour une quantité définie de vapeur auprès du CEME.

---

## Chapitre 4 **Les aspects techniques du CEME**

Certaines questions portant sur les aspects techniques du CEME ont été abordées lors de l'audience publique. Afin d'y répondre, ce chapitre traite de la technologie de cogénération, des combustibles utilisés, des techniques de contrôle des émissions atmosphériques et des mesures de sécurité prévues.

### **La cogénération**

D'un point de vue technique, la cogénération consiste en la production simultanée de deux formes (et plus) d'énergie utiles, en l'occurrence l'électricité et la vapeur, dans des proportions variables. Dans certains pays, pour des raisons économiques et fiscales, les autorités gouvernementales ont parfois imposé des contraintes et fixé certains paramètres, dont le pourcentage minimal de chacune des deux formes d'énergie produites. Par exemple, aux États-Unis, le Public Utilities Regulatory Policy Act établit que le minimum d'électricité ou de vapeur produit doit être de 5%. Au Québec, aucune politique gouvernementale ni aucune loi ne fixe un rapport entre ces deux formes d'énergie.

Ainsi, sur une base annuelle, le CEME produirait une proportion égale de vapeur et d'électricité en rapport avec les besoins de ses clients (documents déposés A1, A2 et A22), avec une efficacité énergétique annuelle moyenne de 70% basée sur le pouvoir calorifique supérieur (HHV). Le tableau 3 permet de constater les rapports entre la production de vapeur et celle d'électricité, suivant les périodes de l'année.

**Tableau 3 Production énergétique du CEME selon la période de l'année et le type d'énergie**

Période de l'année	Énergie en GJ/h		Rapport vapeur/électricité
	Vapeur	Électricité	
Hiver (4 mois)	938,0	789,6	1,2
Reste de l'année	693,3	754,6	0,9
Moyenne annuelle	774,8	766,2	1,0

Source: adapté du document déposé A22.

## Le procédé du CEME

### Le choix du procédé

Dans une centrale de cogénération, le choix et l'agencement de l'équipement qui forme le cycle de cogénération peuvent varier. Les cycles les plus répandus sont le cycle simple et le cycle combiné. Le choix du cycle à utiliser est fortement influencé par les fluctuations dans la quantité de vapeur à fournir.

Les besoins en vapeur des clients du CEME ont été établis sur une base annuelle moyenne à 246 500 kg/h, avec une demande de pointe de 404 000 kg/h. Cette demande fluctuerait sur une base quotidienne et saisonnière, la plus forte demande se produisant en période hivernale.

Lorsque les fluctuations de la demande en vapeur sont importantes, comme ce serait le cas avec le CEME, l'utilisation du cycle combiné est reconnu plus efficace sur le plan énergétique. Le procédé à cycle combiné, en plus d'une turbine à combustion, fait appel à une turbine à vapeur dont la flexibilité



permet de faire varier la quantité de vapeur à fournir aux clients sans perte d'énergie.

Dans le procédé à cycle simple, il n'y a pas de turbine à vapeur. Pour être efficace, ce procédé doit produire une quantité stable de vapeur. Ainsi, lorsqu'il y a baisse de la demande en vapeur, l'excédent de vapeur est perdu et il y a ainsi perte d'efficacité.

Il serait possible de faire fluctuer la production de vapeur dans un procédé à cycle simple en faisant varier l'activité de la turbine à combustion. Cependant, pour être efficace, celle-ci doit fonctionner à pleine capacité. Dans les deux cas, il y aurait donc perte d'efficacité avec un cycle simple.

## Les composantes et leurs caractéristiques

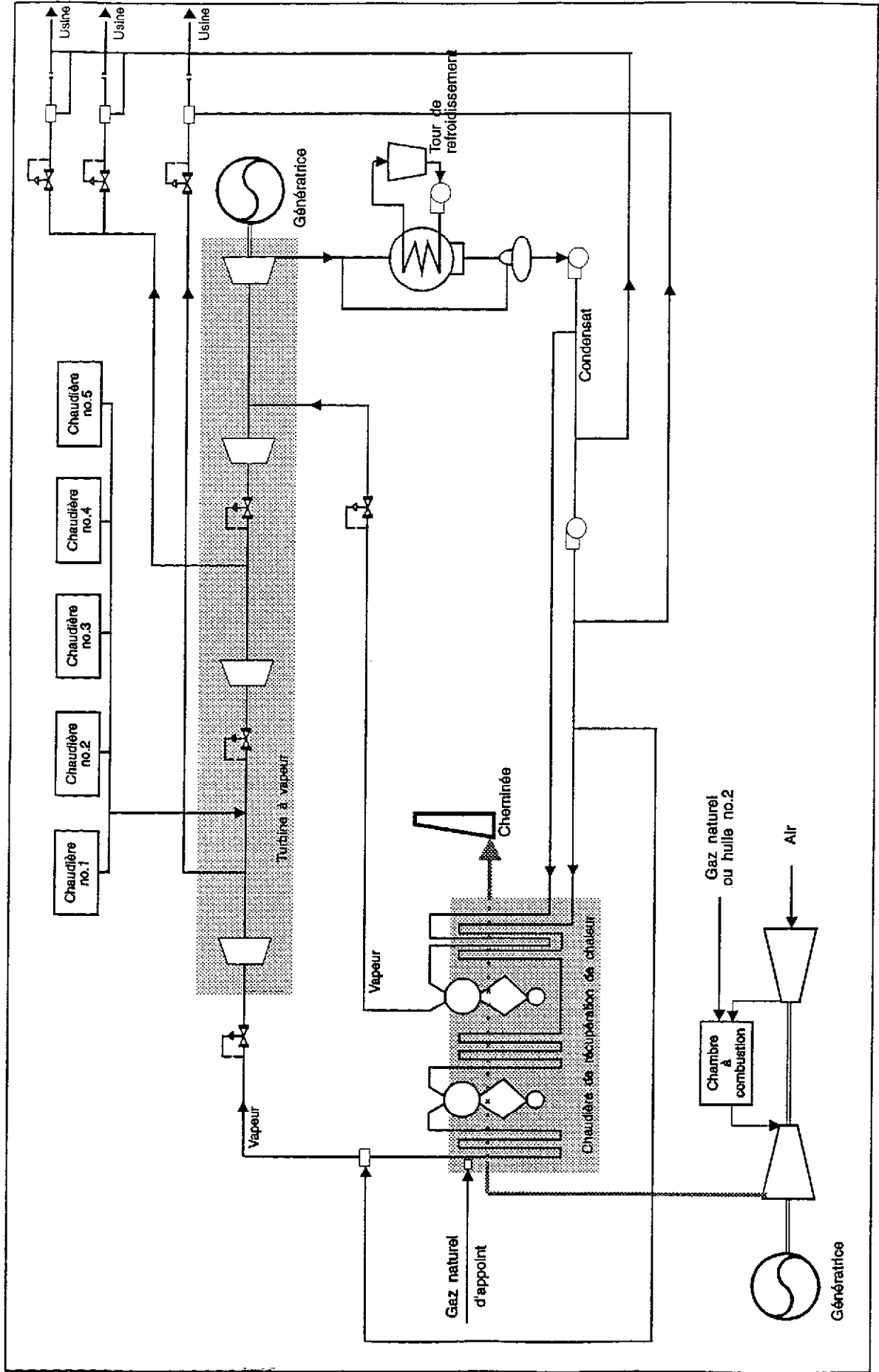
La centrale de cogénération serait composée de deux systèmes, lesquels sont illustrés à la figure 2.

Le promoteur aurait recours au cycle combiné, qui représente le premier système, pour la production de vapeur et d'électricité. Le second est un système «redondant» de production de vapeur, c'est-à-dire un équipement pouvant fournir la totalité de la vapeur aux clients industriels du CEME lorsque le procédé de cogénération serait en arrêt à des fins d'entretien ou de réparation. La nécessité de prévoir un tel système redondant fait partie des obligations contractuelles du CEME auprès de ses clients de vapeur (documents déposés A8, A9 et A10).

Le cycle combiné de cogénération du CEME comprend les principales composantes suivantes :

- Une turbine à combustion à arbre simple de 159 MW composée d'un compresseur, d'une chambre à combustion conçue pour réduire la formation de NO<sub>x</sub> et d'une turbine fonctionnant au gaz naturel. La turbine à combustion n'est pas conçue pour subir des variations de vitesse lors de son fonctionnement qui doit se faire à vitesse constante à pleine capacité. L'air froid étant plus dense et, donc, plus

**Figure 2 Schéma de la centrale de cogénération**



Source: Étude d'impact, figure 4-1.

facile à comprimer, la turbine à combustion offre un rendement supérieur en hiver.

- Une chaudière de récupération pour transformer en vapeur l'énergie thermique contenue dans les gaz chauds générés par la turbine à combustion. Cette chaudière produirait de la vapeur qui serait dirigée vers la turbine à vapeur.
- Un brûleur auxiliaire de faible capacité (151 GJ/h) pour fournir une énergie thermique d'appoint à la chaudière de récupération, permettant de mieux répondre aux fluctuations de la demande en vapeur. Il serait sujet à des démarrages et des arrêts fréquents. Il brûlerait exclusivement du gaz naturel.
- Une turbine à vapeur de 57 MW permettant de produire de l'électricité à partir de la vapeur non utilisée par les procédés industriels des clients de vapeur. Contrairement à la turbine à combustion, cette turbine est conçue pour accepter les fluctuations dans la demande en vapeur et en électricité.

Le système redondant de production de vapeur comprendrait cinq chaudières d'une capacité de 84 000 kg/h chacune. Ces chaudières pourraient être alimentées en gaz naturel ou à l'huile n° 2. Seule la chaudière n° 1 serait équipée pour brûler aussi de l'huile déclassifiée.

## La capacité du CEME

En audience publique, il a été discuté de la relation entre la capacité du CEME et les demandes en vapeur et en électricité auxquelles la centrale devrait répondre.

La centrale est conçue pour satisfaire des obligations contractuelles en vapeur et en électricité. En vapeur, cette obligation est fixée à 246 500 kg/h, pour une demande annuelle moyenne et à 404 000 kg/h lors des périodes de forte demande en saison hivernale. En électricité, la capacité a été définie à 216 MW; c'est le besoin que s'est fixé Hydro-Québec dans ce projet en le retenant à la suite de son appel d'offres. De plus, dans son contrat, Hydro-Québec s'est réservé la possibilité d'augmenter ou de diminuer sa

demande d'électricité. Ces diverses obligations ont imposé la capacité de la centrale à l'étude.

L'exploitation du seul cycle combiné (turbine à combustion et turbine à vapeur) satisferait la majeure partie des besoins des clients en électricité comme en vapeur. Par ailleurs, dans l'éventualité de l'arrêt du cycle combiné à des fins d'entretien ou de réparation, ce sont les cinq chaudières qui alimenteraient les clients en vapeur. Aussi, leur nombre a-t-il été fixé pour être en mesure de répondre à la demande maximale contractuelle avec une capacité de 84 000 kg/h chacune, soit une capacité totale de 420 000 kg/h.

Mentionnons que ces deux systèmes ou certaines de leurs composantes peuvent être exploités simultanément. À cet effet, la notion de scénario d'exploitation sera présenté au chapitre 5. Toutefois, signalons que, sur une base annuelle, l'activité courante de la centrale impliquerait le fonctionnement à pleine capacité du cycle combiné accompagné de la chaudière n° 1 à 50 % de sa capacité.

À la lumière de l'information recueillie, la commission est d'avis que le projet CEME fait appel à une technologie moderne et éprouvée et que sa capacité permettrait de satisfaire les besoins contractuels en électricité et en vapeur, avec des possibilités de fluctuations à la baisse ou à la hausse afin, par exemple, de répondre à des demandes de pointe hivernale.

## **Le contrôle des émissions atmosphériques**

Lors de l'audience publique, plusieurs participants se sont intéressés aux émissions atmosphériques, notamment aux émissions de particules, de SO<sub>2</sub>, de CO et de NO<sub>x</sub>. La quantité de ces polluants émis dans l'atmosphère dépend des combustibles brûlés et de la technologie de combustion utilisée.

## Les combustibles

Les combustibles considérés pour le CEME sont le gaz naturel et deux combustibles liquides, l'huile déclassifiée et l'huile n° 2, cette dernière constituant un combustible d'appoint seulement.

Le principal combustible serait le gaz naturel; il représenterait 90% de la consommation du CEME (document déposé A7). À cause de sa composition chimique, sa valeur calorifique élevée et sa température de combustion moins élevée que celle des combustibles liquides, le gaz naturel génère des émissions de SO<sub>2</sub> et de particules en moindre quantité que les combustibles liquides, ce qui constitue un net avantage sur le plan environnemental. La quantité de NO<sub>x</sub> et de CO produite par la combustion du gaz naturel demeure toutefois importante.

Selon la présentation du promoteur en audience, le CEME consommerait, dans une proportion de 10%, des combustibles liquides à plus forte teneur en soufre que le gaz naturel; celle de l'huile n° 2 est de 0,4%, tandis que celle de l'huile déclassifiée varie entre 1,6% et 3% (document déposé A13). Le promoteur s'est engagé, lors de l'audience publique, à contrôler à 2% la teneur en soufre de l'huile déclassifiée (M. Kevin Smith, CEME, transcription, 8 mars 1994, p. 62). Néanmoins, il demeure que la combustion de cette huile génère, de façon significative, plus de SO<sub>2</sub> que le gaz naturel.

## La technologie de contrôle des émissions de NO<sub>x</sub>

La principale source d'émission de NO<sub>x</sub> dans l'atmosphère proviendrait de la turbine à combustion. Cette turbine serait toujours en activité et consommerait environ 90% de l'énergie utilisée par le CEME. Puisqu'elle fonctionnerait au gaz naturel, les émissions de SO<sub>2</sub> et de particules seraient, par le fait même, moins importantes qu'avec des combustibles liquides.

Par ailleurs, même avec l'utilisation du gaz naturel, les émissions de NO<sub>x</sub> et de CO peuvent être significatives; c'est pourquoi des moyens technologiques deviennent nécessaires afin de les contrôler.

Le type de turbine à combustion retenu pour le CEME incorpore une technologie de réduction des émissions des NO<sub>x</sub> à sec («dry low» NO<sub>x</sub>) ainsi qu'un système dans sa chambre de combustion qui réduit la quantité de CO générée par cette turbine (M. Gerry Erjavec, CEME, transcription, 8 mars 1994, p. 90). Il s'agit d'une technologie moderne qui nécessite un contrôle rigoureux des conditions de combustion du gaz naturel telles que la température, le rapport air/combustible, le taux de recirculation des gaz de combustion, etc., afin d'assurer une combustion la plus complète possible. Cette technologie est sur le marché depuis deux ou trois ans (M. Kevin Smith, CEME, transcription, 10 mars 1994, après-midi, p. 99).

Dans une étude<sup>1</sup> réalisée par l'Environmental Protection Agency des États-Unis, la technologie de réduction des NO<sub>x</sub> à sec a été reconnue efficace puisqu'elle permet d'atteindre des émissions de NO<sub>x</sub> entre 9 et 25 ppmv lorsque le combustible est le gaz naturel. Les deux manufacturiers de turbines à combustion considérés par le promoteur garantissent des émissions de NO<sub>x</sub> inférieures à 25 ppmv (document déposé A41). La norme plus sévère présentement à l'étude par le ministère de l'Environnement et de la Faune pour une éventuelle modification réglementaire est de 30 ppmv.

Lors de l'audience publique, le groupe STOP s'est intéressé à une technique de traitement des gaz de cheminée. Cette technique de réduction des NO<sub>x</sub> fait appel à des catalyseurs sélectifs nécessitant l'injection d'ammoniac (NH<sub>3</sub>). Le promoteur a signalé que l'une de ses centrales située dans l'État de New York est équipée d'un tel système afin de se conformer à une norme de 9 ppmv. Par contre, il indique que l'emploi de catalyseur sélectif occasionnerait en contrepartie l'émission de NH<sub>3</sub> de l'ordre de 10 ppmv, lequel est un polluant réglementé par la CUM. En outre, cette technique exigerait l'entreposage de NH<sub>3</sub>. Selon le promoteur, l'utilisation de cette technique impliquerait pour le CEME un investissement de 14 millions de dollars et des coûts annuels d'exploitation de 5 millions. En outre, les vieux catalyseurs représenteraient des déchets à traiter.

En somme, considérant que la technologie de réduction des NO<sub>x</sub> à sec répondrait à des normes plus sévères que celles en vigueur et vu les inconvénients des catalyseurs sélectifs sur le plan des émissions de NH<sub>3</sub> qui en résultent, la commission est d'avis que la technologie de contrôle des NO<sub>x</sub>

---

1. Environmental Protection Agency (1993), *Alternative Control Techniques-NO<sub>x</sub> Emissions from Stationary Gas Turbines*, EPA-453/R-93-07, Washington D.C.

proposée pour le CEME est satisfaisante, sans addition de catalyseur sélectif. Par contre, la commission a pris note que la technologie de réduction des NO<sub>x</sub> à sec progresse rapidement et elle estime que, dans l'éventualité qu'un système parvienne à diminuer les émissions bien en deçà de 25 ppmv, la centrale devrait en être équipée.

## Les risques liés au CEME

La sécurité relative à une installation industrielle fait souvent l'objet de préoccupations de la part du public et certains participants ont manifesté des réserves à ce sujet.

Une évaluation des risques inhérents à la technologie a été réalisée par le promoteur afin de déterminer la nature des accidents technologiques possibles, la probabilité qu'ils surviennent et leurs conséquences. À cette fin, il s'est servi de la méthode d'analyse des défaillances et de leurs effets. À partir de cette analyse, les mesures de sécurité visant à réduire leurs fréquences ont été identifiées et prises en compte dans la conception du CEME.

Les types d'accidents considérés pour l'analyse des risques comprennent les explosions, les radiations thermiques et les déversements de produits chimiques (Étude d'impact, p. 6-102). Des mesures telles que des digues autour des réservoirs d'entreposage et des détecteurs de gaz, de pression et de l'absence de flamme dans les chambres de combustion commandant l'arrêt immédiat des éléments du procédé en cause ont été incorporées dans la conception du CEME. Dans l'éventualité d'une fuite de gaz naturel, l'alimentation serait interrompue et la centrale s'arrêterait automatiquement (M. Gerry Erjavec, transcription, 10 mars 1994, soirée, p. 25- 27).

Cette approche, qui consiste à identifier les risques et à intégrer les mesures de sécurité à même la technologie, est reconnue pour prévenir les accidents. Par contre, afin de parer à toute éventualité, des mesures d'urgence visant à circonscrire les dommages ou à atténuer les conséquences d'un accident technologique doivent aussi être considérées et c'est ce qu'a fait le promoteur. Les principes généraux présentés par le promoteur pour l'élaboration du plan de réponse aux urgences du CEME sont conformes à la norme canadienne CAN/CSA-2731-M91 relative à la planification des

mesures d'urgence dans l'industrie. Le promoteur s'est également engagé à entreprendre une évaluation plus approfondie des risques technologiques lors de l'ingénierie détaillée du CEME et à compléter, avec la participation des employés éventuels du CEME, le plan des réponses aux urgences et à en assurer la coordination avec les autorités gouvernementales compétentes (M. Gerry Erjavec, transcription, 10 mars 1994, soirée, p. 45).

La commission croit que le processus suivi pour la conception du CEME au point de vue de sa sécurité technologique est conforme aux pratiques industrielles courantes à cette étape-ci du développement du projet.

## La conclusion

Après examen de l'information disponible, la commission est d'avis que les équipements choisis pour le CEME correspondent à une technologie moderne et éprouvée.

Le cycle combiné utiliserait plus efficacement l'énergie consommée qu'un cycle simple. La capacité du cycle combiné de cogénération et un système «redondant» de production de vapeur permettraient de satisfaire les besoins contractuels des clients du CEME, avec des possibilités de fluctuations à la baisse ou à la hausse afin, par exemple, de répondre à des demandes de pointe hivernale.

L'utilisation du gaz naturel comme principal combustible ainsi que la technologie de combustion retenue permettraient au CEME de contrôler efficacement certaines émissions de polluants sans faire appel à des techniques de traitement des gaz de cheminée. En particulier, la technologie de réduction des NO<sub>x</sub> à sec générerait des émissions de NO<sub>x</sub> inférieures à 25 ppmv, ce qui serait conforme à la norme plus sévère (30 ppmv) présentement à l'étude au ministère de l'Environnement et de la Faune. Le recours à la technologie de réduction des NO<sub>x</sub> à sec a aussi pour effet de diminuer la quantité de CO émise par la turbine à combustion.



Le processus suivi par le promoteur dans la conception du CEME au point de vue de sa sécurité est conforme à des pratiques industrielles reconnues. Les mesures de sécurité identifiées lors de l'évaluation des risques ont été intégrées lors de la conception du CEME. De plus, le promoteur s'est engagé à compléter l'analyse des risques technologiques lors de l'ingénierie détaillée et à compléter le plan des mesures d'urgence en coordination avec les autorités gouvernementales compétentes. La commission est satisfaite de cet engagement et des méthodes d'évaluation du promoteur.



---

## Chapitre 5 **Les aspects environnementaux**

Après avoir examiné certaines questions rattachées au processus de sélection d'un site, ce chapitre traite principalement de l'impact du projet sur la qualité de l'air. Il aborde également les questions de la santé communautaire et celle du bruit, avant d'examiner les impacts économiques du projet.

### **Le choix du site**

Deux commentaires ont été formulés par des participants en regard de la démarche du promoteur pour sélectionner un site d'implantation de la centrale. Le premier concernait l'utilisation, par le promoteur, d'un critère d'acceptation sociale pour comparer des sites potentiels. Le second traitait de l'absence d'évaluation des risques d'accidents dans le processus de sélection.

Le groupe Mercier-Est, quartier en santé a émis une réserve sur l'emploi du critère de l'acceptation sociale dans l'analyse comparative des terrains. Lors de l'audience, son représentant s'exprimait ainsi :

*Concernant le critère 7, l'acceptabilité sociale, qui est défini dans l'étude d'impact comme la plus faible probabilité d'opposition, nous nous demandons sur quelles données s'appuie le promoteur pour affirmer que le choix de l'emplacement ne devrait soulever aucune opposition. Fait-il référence à l'hospitalité légendaire des gens de l'est de Montréal pour tout projet industriel, quelles qu'en soient les conséquences sur leur qualité de vie ?*

(M. Réal Bergeron, Mercier-Est, quartier en santé, transcription, 13 avril 1994, p. 58)

Pour le promoteur, cette conclusion ne signifiait pas qu'il n'y aurait pas d'opposition, mais que ce site, tout comme deux autres, rencontrait mieux un

de ses neuf critères de comparaison des sites potentiels (M. Kevin Smith, CEME, transcription, 8 mars 1994, p. 148).

Condamner la préférence du promoteur pour un site offrant la plus faible probabilité d'opposition ou contester son évaluation à l'effet que tel site n'offre «aucune opposition appréhendée» sont des points de vues qui ne peuvent être retenus pour disqualifier la méthodologie du promoteur. Au contraire, il est généralement préconisé de cerner le plus tôt possible les principaux enjeux soulevés par les citoyens. Ainsi, les planificateurs sont en mesure de les analyser dans les études d'évaluation environnementale et d'ajuster la conception des projets.

Le représentant du ministère de la Sécurité publique, pour sa part, a déploré le fait que la méthode de sélection du site n'incluait pas un critère de sécurité publique. Se référant à la norme CAN/CSA Z731-M91, Planification des mesures d'urgence pour l'industrie, il expliquait que :

*Lors de l'implantation de nouvelles installations industrielles, comme par exemple le Centre énergétique de Montréal-Est, nous demandons au promoteur d'initier sa planification des mesures d'urgence selon cette norme. Sous l'item Analyse de risques [...], cette norme CSA spécifie que le processus de planification devrait tenir compte des cas d'urgence attribuables à un tiers et qui peuvent nuire aux activités de l'entreprise.*

(document déposé B46)

L'application de cette norme, selon le représentant du ministère de la Sécurité publique, aurait dû amener le promoteur à définir un nouveau critère et à comparer les terrains selon une évaluation des risques provenant de leur voisinage.

Le promoteur n'a pas réalisé cette analyse pour chacun des terrains potentiels. En audience, il a répliqué avoir regardé le pire événement s'appliquant à son usine et croire qu'il y aurait peu d'impact (M. Gerry Erjavec, CEME, transcription, 10 mars 1994, soirée, p. 40). Malgré cette affirmation, des explications supplémentaires ont été demandées à l'industrie voisine du site, la raffinerie Shell Canada. Dans un avis, le chef de la section de l'analyse des risques pour cette société pétrolière explique que des études ont été effectuées sur les divers types d'accidents pouvant survenir à la raffinerie. Selon cet expert, les études sur l'impact de ces

accidents ont démontré que le niveau de risque au-delà de la limite du terrain de la raffinerie était faible et que ce niveau de risque était acceptable selon les normes britanniques, les plus sévères qui soient selon ses dires (document déposé B39).

Pour la commission, si un tel critère de risque attribuable aux activités de tiers avait été pris en compte dans le processus de sélection d'un site, il est vraisemblable que les sites potentiels auraient obtenu une évaluation des risques de même ordre, vu leur localisation à l'intérieur d'un même périmètre et leur voisinage avec des installations d'autres industries pétrochimiques. Enfin, la commission constate que la norme CAN/CSA Z731-M91 renferme les principes et des mesures destinés à la préparation de plans d'urgence d'installations existantes. Certes, il y est mentionné l'importance de tenir compte des risques associés aux activités de tiers dans la préparation de tels plans mais, en aucun endroit, il est fait mention d'une méthode visant à tenir compte de ces risques lorsqu'une entreprise cherche un terrain pour s'établir.

Considérant ces éléments et l'avis de l'expert de Shell Canada, la commission croit qu'il n'y a pas lieu de remettre en question le site retenu.

## **Les effets sur la qualité du milieu de vie**

### **La qualité de l'air**

Avant d'aborder certaines questions relatives à la qualité de l'air, il est important de faire le point sur deux notions de base. La première concerne les émissions atmosphériques de polluants et la seconde, les concentrations de polluants dans l'air.

Les émissions atmosphériques correspondent aux quantités de polluants que génère directement une activité quelconque. Dans le cas d'une chaudière, ces émissions sont généralement mesurées à la sortie de la cheminée. Selon les besoins, elles peuvent être calculées pour une période d'une seconde à une

année; ainsi, on dira qu'une chaudière émet 40 grammes de SO<sub>2</sub> par seconde (g/s) ou encore 1 261 tonnes par année (t/a).

La notion de concentration de polluants est différente de celle des émissions atmosphériques. Elle traduit plutôt la présence plus ou moins importante d'un contaminant dans un volume d'air défini, à une élévation et un moment précis. Par exemple, un observateur placé à une certaine distance d'une chaudière pourra mesurer que la concentration de SO<sub>2</sub> à 10 h est de 310 microgrammes par mètre cube d'air, mesure effectuée à deux mètres du sol. La même mesure effectuée le lendemain pourrait s'élever à 360 microgrammes par mètre cube. Une telle différence s'explique par le fait que, dans une zone donnée, les polluants dont on mesure les concentrations proviennent de diverses sources. Ils peuvent être d'origine locale ou transportés sur de longues distances. Certains sont émis par des industries alors que d'autres proviennent des véhicules ou des résidences. On comprend donc pourquoi il existe rarement une relation étroite entre les émissions libérées par les sources localisées dans une région et les concentrations d'un polluant dans cette même région.

Sur le territoire de l'île de Montréal, la responsabilité pour les questions relatives à la qualité de l'air a été confiée à la CUM. Son règlement 90 établit des normes de concentration pour une grande variété de polluants. Il ne stipule toutefois pas de normes touchant directement les émissions de ces polluants. Les polluants susceptibles d'être émis par la centrale et couverts par des normes établies au règlement 90 de la CUM sont les particules, le CO, le SO<sub>2</sub>, le dioxyde d'azote (NO<sub>2</sub>) et les HAP.

### **Les scénarios d'exploitation**

Pour produire la quantité d'électricité et de vapeur réclamée par ses clients, une centrale de cogénération doit pouvoir compter sur un système capable de s'ajuster à plusieurs éléments; les temps d'arrêt pour l'entretien des unités de production d'énergie, leur taux d'exploitation par rapport à leur capacité totale, la température extérieure sont quelques-uns des facteurs qui influencent la production. Quand les modalités de production sont plutôt stables, il est possible de décrire le fonctionnement de la centrale à l'aide d'un scénario dit moyen au sens statistique, et ainsi faire un calcul valide des émissions atmosphériques.

Dans le cas du CEME, le nombre de clients de vapeur, la diversité et la flexibilité des équipements de production, la variété des combustibles, les fluctuations constantes dans la demande de vapeur de même que les changements possibles dans les quantités d'électricité produites rendent difficiles la définition du scénario d'exploitation moyen au sens statistique et, conséquemment, le calcul d'une moyenne des émissions de polluants. Toutefois, à des fins de simulation des impacts sur la qualité de l'air, le promoteur a défini quatre scénarios dans son étude d'impact (Étude d'impact, p. 6-20 et 6-21). Ce sont les scénarios 1 à 4 représentés au tableau 4.

**Tableau 4 Les scénarios d'exploitation conçus à des fins de simulation des impacts sur la qualité de l'air**

Scénario	Turbine à combustion	Brûleur auxiliaire	Chaudière n°1	Chaudière n°2	Chaudière n°3	Chaudière n°4	Chaudière n°5	Source de référence
1	Gaz naturel Capacité 100%	Gaz naturel Capacité 100%	Huile déclassifiée, Capacité 100%	Huile n° 2 Capacité 100%	Huile n° 2 Capacité 100%			Étude d'impact, page 6-20
2			Huile n° 2 Capacité 100%	Huile n° 2 Capacité 100%	Huile n° 2 Capacité 100%			Étude d'impact, page 6-20
3			Gaz naturel Capacité 100%	Gaz naturel Capacité 100%	Gaz naturel Capacité 100%	Gaz naturel Capacité 100%	Gaz naturel Capacité 100%	Étude d'impact, page 6-20
4			Huile n° 2 Capacité 100%	Huile n° 2 Capacité 100%	Huile n° 2 Capacité 100%	Huile n°2 Capacité 100%	Huile n° 2 Capacité 100%	Étude d'impact, page 6-20
5	Gaz naturel Capacité 100%		Huile déclassifiée Capacité 50%					Étude d'impact, page 6-36

Le scénario 1 montre comment trois carburants peuvent être utilisés simultanément par la centrale. Le gaz naturel alimenterait la turbine à combustion et le brûleur auxiliaire, l'huile déclassifiée serait utilisée dans la chaudière n° 1, alors que l'huile légère (huile n° 2) serait injectée dans les chaudières n°s 2 et 3. Comme tous les équipements sollicités fonctionneraient à pleine capacité, un tel scénario d'exploitation produirait de très fortes quantités de vapeur et pourrait livrer des quantités de pointe d'électricité.

Le scénario 2 illustre qu'en cas d'interruption du gaz naturel, la turbine à combustion pourrait brûler de l'huile n° 2. En faisant l'hypothèse que c'est le seul combustible disponible, il serait également injecté dans les trois premières chaudières. En matière de quantités de vapeur et d'électricité produites, ce scénario se compare au scénario 1, le brûleur auxiliaire n'ayant qu'un rôle d'appoint.

Le scénario 3 pourrait être appliqué lorsque la demande de vapeur est en situation de pointe et qu'au même moment, il soit nécessaire de faire l'entretien ou la réparation de la turbine à combustion. Les cinq chaudières auxiliaires seraient alors mises en marche pour produire la vapeur nécessaire; toutefois, seule la génératrice couplée à la turbine à vapeur fonctionnant alors, l'électricité produite serait beaucoup moindre que dans le cas des scénarios 1 et 2. Dans ce scénario, le brûleur auxiliaire ne fonctionnerait pas non plus.

Le scénario 4 illustre le cas où il y aurait simultanément interruption de gaz naturel, nécessité de faire une réparation à la turbine à combustion et demande de pointe de vapeur. Comme dans le cas précédent, la quantité d'électricité qu'il produirait proviendrait de la génératrice couplée à la turbine à vapeur.

Aucun de ces quatre scénarios n'est représentatif d'une année d'exploitation complète du CEME. Certes, pendant la période de rodage de l'équipement, ces scénarios pourraient être testés pendant de courtes périodes. Néanmoins, même si leur recours était impératif pour les motifs décrits préalablement, ils ne s'appliqueraient jamais sur plusieurs mois. En fait, le promoteur a conçu ces scénarios afin de simuler des concentrations de polluants plus fortes que celles qui sont susceptibles d'être observées en réalité.



La commission désigne comme le scénario 5 celui que le promoteur utilise pour illustrer les activités courantes qui seraient habituellement observées à la centrale pour répondre aux besoins des clients en temps normal. Ce scénario a notamment été utilisé par le promoteur pour calculer la réduction des émissions de SO<sub>2</sub> dans l'est de Montréal après la mise en service de la centrale de cogénération. C'est ce scénario que la commission retient comme un scénario représentatif des activités courantes du CEME sur une année complète.

### **La conformité aux normes de qualité de l'air**

Afin d'évaluer la conformité de l'exploitation du CEME aux normes de qualité de l'air, le promoteur a procédé de la manière suivante. Il a d'abord fait une estimation des émissions atmosphériques des polluants rejetés par les équipements exploités selon les scénarios 1, 2, 3 et 4. Par la suite, il a effectué des calculs de dispersion de ces polluants afin d'estimer quelles seraient les concentrations de ces polluants susceptibles d'être observées dans les environs de la centrale. Une fois ces concentrations obtenues, elles ont été comparées à celles qui sont prescrites.

C'est ainsi qu'il s'est premièrement intéressé aux particules, au CO, au SO<sub>2</sub>, au NO<sub>2</sub> et aux HAP, tous des polluants visés par les normes inscrites au règlement 90 de la CUM. Son évaluation, effectuée en tenant compte des formules mathématiques établies au règlement, démontre, dans le cas des scénarios 1, 2, 3 et 4, que les concentrations de particules, de NO<sub>2</sub>, de SO<sub>2</sub> et de HAP dans l'air ambiant provenant du CEME respecteraient les normes de la CUM. Avec de tels scénarios, les concentrations de CO augmenteraient de façon très marquée, tout en demeurant en deçà des normes de la CUM.

L'évaluation du promoteur présente aussi une analyse des concentrations de NO<sub>x</sub> en regard d'une norme plus sévère (30 ppmv) qui est présentement à l'étude au ministère de l'Environnement et de la Faune et qui sera éventuellement appliquée par la CUM. Cette analyse conclut que la centrale satisferait à cette exigence (documents déposés C1, C11 et B37).

Lors de l'audience, le groupe STOP a fait remarqué que les estimations de concentrations de particules dans l'air ambiant étaient incomplètes parce qu'elles ne tenaient pas compte des particules de diamètre inférieur à 10 microns, les PM<sub>10</sub>. Pour Mercier-Est, quartier en santé, cette omission

entraînerait notamment une sous-estimation des risques de santé puisque certains composés de la famille des HAP peuvent se greffer à ces PM<sub>10</sub>.

Avant d'examiner ces deux aspects de la question des particules, il est bon de souligner que celles-ci ont des diamètres très variables: certaines peuvent mesurer quelques microns alors que d'autres peuvent dépasser un millimètre. Les normes de concentration des particules dans l'air édictées par le règlement 90 de la CUM couvrent les particules ayant moins de 20 microns. Partant de là, signalons que les études du promoteur ont porté sur les exigences du règlement 90, soit toutes les particules ayant un diamètre inférieur à 20 microns. Selon l'Étude d'impact, la centrale de cogénération entraînerait une réduction des émissions de particules de l'ordre de 50% par rapport aux émissions annuelles émises par les chaudières des trois clients pour produire une quantité égale de vapeur.

Selon les représentants du Service de l'environnement de la CUM, dans certains États américains, des normes de concentration de PM<sub>10</sub> sont édictées depuis quelques années. L'introduction de cette approche a amené ce Service à examiner comment les agences de réglementation de ces États avaient procédé pour passer d'une norme de PM<sub>20</sub> à une norme de PM<sub>10</sub>. Or, selon le représentant de la CUM:

*Ce qui nous laisse particulièrement perplexes et ralentit notre réflexion, c'est que la valeur de la norme américaine est restée la même, disons [...] 100 quand il s'agissait de PM<sub>20</sub> et, maintenant qu'il s'agit de PM<sub>10</sub>, 100 microgrammes par mètre cube admis dans l'air ambiant. On peut supposer que les particules entre 10 et 20 microns [...] étant plus pesantes [...], ceci constitue une relaxation de la norme antérieure.*

*Alors, en ce qui nous concerne, il n'est pas dans notre intention de relaxer, d'une façon ou d'une autre, une norme. Il nous faudrait avoir, si nous changeons nos normes pour inclure les PM<sub>10</sub>, des normes plus sévères en valeur absolue et il va nous falloir trouver cette valeur-là et, par la suite, transformer toutes les autres normes d'émission [...].*

(M. Réjean Brosseau, CUM, transcription, 10 mars, après-midi, p. 154-155)

Ainsi, considérant que le promoteur a procédé à une évaluation des concentrations de particules en tenant compte des normes actuelles de la CUM et que, par ailleurs, il n'existe pas une valeur de référence qui permettrait de formuler une proposition de norme plus sévère à cet effet, la commission croit qu'il n'y a pas lieu de demander au promoteur de présenter des études supplémentaires au sujet des PM<sup>10</sup>.

Appelé à traiter de la combinaison des HAP aux PM<sub>10</sub>, le représentant de la Direction de la santé publique du centre hospitalier Maisonneuve-Rosemont a d'abord fait une remarque à l'effet que l'utilisation du terme PM<sub>10</sub> pour désigner les particules pouvant atteindre les voies respiratoires prête à confusion. En bref, des particules ayant des diamètres supérieurs à 10 microns entrent dans les voies respiratoires. Toutefois, plus elles sont grosses, plus vite elles seront éjectées par les mécanismes de défense des voies supérieures. À son avis, pour être rigoureux et s'intéresser à celles qui sont préoccupantes du point de vue de la santé, il faudrait s'intéresser à celles qui ont moins de 5 microns, parce que leur très faible diamètre peut leur permettre d'atteindre les alvéoles pulmonaires et y séjourner pour provoquer des effets. Cependant, pour ce qui est des études sur l'effet des particules sur la santé, il explique que, dans l'état actuel des connaissances scientifiques, il est d'usage de faire une évaluation des particules totales en suspension dans l'air (M. Luc Lefebvre, Direction de la santé publique du centre hospitalier Maisonneuve-Rosemont, transcription, 10 mars 1994, après-midi, p. 158-159).

De ce point de vue, puisqu'il n'est pas encore d'usage en évaluation des effets sur la santé de focaliser les analyses des particules sur celles de moins de 10 microns, la commission considère que les données fournies par le promoteur peuvent être jugées complètes.

### **La question des émissions de SO<sub>2</sub>**

Depuis le début des années 70, le SO<sub>2</sub> est en tête de liste des priorités du Service de l'environnement de la CUM en ce qui concerne la qualité de l'air. À cette époque, les concentrations annuelles mesurées dans l'est de Montréal voisinaient les 110 µg/m<sup>3</sup> alors que la limite préconisée par l'Organisation mondiale de la santé est de 50 µg/m<sup>3</sup> sur une période de un an. Cette limite de concentration correspond approximativement à la norme actuelle de 52 µg/m<sup>3</sup> édictée par le règlement 90 de la CUM sur la qualité de l'air. En 1992, la concentration de SO<sub>2</sub> dans l'est de Montréal était de 21,6 µg/m<sup>3</sup>

(document déposé B13). La fermeture de raffineries, les modifications aux règlements sur la qualité de l'air et l'usage plus marqué du gaz naturel sont des facteurs qui expliquent la constante diminution des concentrations de SO<sub>2</sub> observées depuis 20 ans dans l'est de Montréal.

Comme il a été expliqué précédemment, il est rare qu'il puisse s'établir une relation étroite entre les émissions libérées par les sources localisées dans une zone et les concentrations d'un polluant dans cette zone. C'est toutefois le cas du SO<sub>2</sub> dans l'est de Montréal. Le Service de l'environnement de la CUM a démontré qu'il existe une forte corrélation entre les émissions de SO<sub>2</sub> des industries de l'est de l'île et les concentrations de ce polluant dans cette zone (Mémoire de la Communauté urbaine de Montréal, Service de l'environnement, p. 3 et 8). En conséquence, une réduction des émissions de SO<sub>2</sub> des trois clients de vapeur devrait se traduire en une réduction des concentrations de SO<sub>2</sub> dans l'est de Montréal.

Le promoteur estime que le CEME améliorerait la situation puisque sa mise en service entraînerait une réduction significative des émissions de SO<sub>2</sub>, surtout à cause de son engagement à utiliser le gaz naturel comme principal combustible, mais aussi en raison de la fermeture de chaudières chez ses clients de vapeur. Pour appuyer sa démonstration, il a fait des calculs des émissions en fonction du scénario 5. Ils sont présentés<sup>1</sup> au tableau 5.

---

1. Pour ce rapport, les données d'émissions calculées par le promoteur ont été converties en tonnes par année.

**Tableau 5** Calcul des émissions de SO<sub>2</sub> anticipées par le promoteur selon le scénario 5

Production d'énergie		Combustibles			Émissions de SO <sub>2</sub> en t/a
Équipement	% par rapport à la capacité		Teneur en soufre	Pouvoir calorifique en GJ/h	
Turbine à combustion	100	Gaz naturel		1 862	9,64
Brûleur auxiliaire					
Chaudière n° 1	50	Huile déclassifié	2%	158	1 294
Chaudière n° 2					
Chaudière n° 3					
Chaudière n° 4					
Chaudière n° 5					
<b>Total CEME</b>				<b>2 020</b>	<b>1 303</b>
Réduction des émissions du fait de la fermeture de chaudières chez les clients					4 686
Réduction anticipée des émissions					3 383

Source : Étude d'impact, p. 6-36, 37, 38.

Sur la base de ce scénario, le promoteur rapporte dans son étude d'impact que les émissions de SO<sub>2</sub> du CEME seraient de 65 % plus faibles que celles présentement émises par les chaudières des clients pour produire une quantité de vapeur égale à celle de la centrale. Notons que la commission calcule que les données de ce tableau correspondent plutôt à une réduction de 72 %.

Considérant que le scénario 5 est représentatif des activités annuelles de la centrale, la commission croit que cet ordre de grandeur de la réduction des émissions de SO<sub>2</sub> par rapport aux émissions des chaudières utilisées pour produire une égale quantité de vapeur serait vraisemblable. Toutefois, pour qu'une telle réduction se réalise concrètement, deux conditions sont absolument nécessaires.

D'abord, les clients du CEME devraient effectivement arrêter l'activité de leurs chaudières. Les représentants des trois clients de vapeur ont plus d'une fois affirmé qu'ils n'exploiteraient plus les chaudières existantes et qu'ils achèteraient du CEME l'équivalent de la vapeur qu'elles produisent présentement. Ainsi, la réalisation de cette première condition ne fait pas de doute.

La deuxième condition a trait aux engagements du promoteur à l'endroit de l'usage prioritaire de gaz naturel et de l'utilisation d'un volume limité d'huile déclassifiée à 2 % de teneur en soufre. Ceci mérite examen. Si ces intentions n'étaient pas suivies, on pourrait observer une augmentation des émissions de SO<sub>2</sub> plutôt qu'une réduction. À plusieurs reprises, le promoteur s'est engagé dans son étude d'impact et lors de l'audience à respecter des contraintes d'exploitation de la centrale qui devraient maintenir les émissions de SO<sub>2</sub> du CEME dans l'ordre de grandeur anticipé, soit 1 303 t/a. Un examen de certains articles du règlement 90 est nécessaire pour comprendre la nature des engagements du promoteur.

L'article 4.07 du règlement permet de brûler un combustible ayant une teneur en soufre supérieur à 1 %. C'est cet article qui permettrait au CEME d'injecter dans la chaudière n° 1 une certaine quantité d'huile déclassifiée ayant une teneur en soufre égale à 2 %. Sans entrer dans la technicité de cet article et des suivants, disons qu'ils rendent possible l'usage d'un combustible dans un ou quelques équipements, en autant que la quantité d'émissions de SO<sub>2</sub> qui en résulterait ne soit pas supérieure au plafond d'émissions autorisé à partir de la combustion d'une huile ayant une teneur

égale ou inférieure à 1 % dans tous les équipements de production d'énergie de cette usine. Dans le cas de la centrale de cogénération, ce plafond autorisé serait de l'ordre de 10 700 t/a de SO<sub>2</sub>. Or, en raison de l'écart entre le plafond autorisé et les engagements du promoteur, ces derniers auraient avantage à être incorporés dans un éventuel certificat d'autorisation. Pour le Service de l'environnement de la CUM, cet enchâssement serait nécessaire puisqu'une centrale de la taille du projet à l'étude disposerait d'un plafond d'émissions très élevé dans l'éventualité où le promoteur se prévaudrait de la totalité de ce que lui permet la réglementation. Pour le Service:

*Les règlements actuels incluant ceux de la Communauté n'ont pas été prévus pour tenir compte de ce type d'activité industrielle où beaucoup d'énergie est consommée pour produire de l'électricité conjointement à la fourniture de vapeur. Il faut trouver d'autres moyens réglementaires pour tenir compte des particularités du projet dont il est ici question.*

(Mémoire du Service de l'environnement de la Communauté urbaine de Montréal, p. 23)

Selon les calculs des émissions découlant du scénario 5, le CEME émettrait annuellement environ 1 303 t/a de SO<sub>2</sub>, soit environ huit fois moins que le plafond que lui autoriserait le règlement 90. Pour le Service de l'environnement de la CUM, il est essentiel que le promoteur limite ses émissions à ce niveau afin de maintenir les acquis au chapitre de la réduction des émissions de SO<sub>2</sub> dans l'est de l'île. Toute augmentation du volume d'huile déclassifiée, quel que soit le scénario d'exploitation de la centrale, se traduirait directement en une augmentation égale<sup>1</sup> des émissions de SO<sub>2</sub>. Si la centrale de cogénération brûlait plus d'huile déclassifiée, la seconde condition nécessaire à l'obtention d'une réduction des émissions de SO<sub>2</sub> ne serait pas réalisée.

Avant de conclure sur la question du SO<sub>2</sub>, la commission désire faire le point sur différentes façons de voir la réduction des émissions de ce polluant, qui pourrait être observée du fait de la mise en service de la centrale combinée à l'arrêt des chaudières des clients de vapeur. Rappelons que cette réduction serait de 3 383 t/a. Dans l'Étude d'impact et lors de l'audience, le promoteur a choisi de présenter cette réduction en la comparant avec les émissions

---

1. Le soufre contenu dans un combustible est presque totalement transformé en SO<sub>2</sub> à la sortie de la cheminée d'une chaudière. Une augmentation de 15 % du volume d'huile brûlée occasionnera donc une augmentation de 15 % des émissions de SO<sub>2</sub>.

généérées par les chaudières qui produisent présentement une quantité de vapeur égale à celle que produirait la centrale. Toutefois, la commission a noté que, par leurs questions et leurs opinions, des participants comprenaient que cette comparaison était en regard des émissions totales de SO<sub>2</sub> provenant de sources localisées dans l'est. Afin de leur donner une information adéquate, la commission tient à indiquer que cette réduction de 3 383 t/a offrirait un pourcentage de réduction de 35% par rapport aux émissions totales de SO<sub>2</sub> produites par les industries établies dans l'est de Montréal, puisque ces émissions de SO<sub>2</sub> ont totalisé 9 631 tonnes en 1991 (document déposé B13), année de référence utilisée dans l'Étude d'impact.

Pour le Service de l'environnement de la CUM, le choix de la base de comparaison est très important. Pour ce service, la comparaison de la réduction de 3 383 t/a par rapport aux émissions de SO<sub>2</sub> des chaudières qui devraient cesser de fonctionner ne devrait pas être mise au premier plan. Il argumente que la tendance à la baisse des émissions enregistrées ces dernières années dans l'est de Montréal serait susceptible de s'inverser et que, partant de cette possibilité, le premier calcul de la réduction devrait plutôt se faire en comparaison avec les plafonds d'émissions de SO<sub>2</sub> autorisés aux trois clients de vapeur.

Dans son mémoire, le Service de l'environnement de la CUM explique qu'en raison de son prix avantageux, les trois clients de vapeur, depuis plusieurs années, ont utilisé plus de gaz naturel et, conséquemment, moins de combustibles liquides à forte teneur en soufre pour produire leur énergie. Cela a évidemment contribué à abaisser les taux d'émission de SO<sub>2</sub>. Cependant, le Service signale que, malgré l'intérêt des clients de vapeur pour le gaz, ceux-ci n'ont pas pour autant perdu leur droit à utiliser des combustibles liquides. En effet, l'article 4.01 du règlement 90 permet la combustion d'huile légère — l'huile n° 2 — ayant une teneur en soufre égale ou inférieure à 0,4%. Par ailleurs, l'alinéa b) de l'article 4.03 autorise la combustion d'une huile lourde ayant une teneur en soufre égale ou supérieure à 1% en autant que ce ne soit pas dans de gros appareils de production d'énergie.



En termes simples, on peut faire l'hypothèse que, si le contexte changeait, les trois clients de vapeur pourraient retourner à une utilisation plus forte d'huile, notamment d'huile lourde, en exploitant les mêmes appareils de production d'énergie. Le recours à ces combustibles liquides à plus forte teneur en soufre que le gaz naturel<sup>1</sup> serait toutefois limité, rappelons-le, par les normes de concentration de SO<sub>2</sub> dans l'air ambiant édictées par le règlement 90.

Or, en raison de la hausse des prix du gaz naturel, laquelle a commencé à se manifester en 1993, le Service de l'environnement de la CUM estime que cette hypothèse mérite d'être étudiée de près. Si elle se concrétisait, le Service signale que la réduction des émissions de SO<sub>2</sub> devrait être vue d'une autre manière que celle utilisée par le promoteur. En effet, les représentants de la CUM pensent qu'il faudrait calculer la réduction par rapport au plafond autorisé des émissions de SO<sub>2</sub> des clients de vapeur, plutôt que par rapport aux émissions des chaudières produisant actuellement une quantité de vapeur équivalente à celle que produirait le CEME.

Si, au cours des prochaines années, les trois clients de vapeur maintenaient leur consommation d'énergie au niveau de 1991 (à l'exception de la vapeur achetée) et qu'ils optaient davantage pour les combustibles liquides, ils pourraient porter leurs émissions de SO<sub>2</sub> à un plafond qui leur est indirectement autorisé par le règlement 90. Ce plafond est de 14 182 t/a de SO<sub>2</sub>. S'il était atteint, les concentrations dans l'est de Montréal augmenteraient au-delà de la concentration de 21,6 µg/m<sup>3</sup> observée en 1992. Dans un tel cas, le Service souligne que la «manière réglementaire» (M. Yves Bourassa, Communauté urbaine de Montréal, Service de l'environnement, transcription, 13 avril 1994, p. 81) de calculer la réduction serait de déduire de ce nombre le plafond des émissions de SO<sub>2</sub> permis par le règlement 90 en provenance des chaudières qui fermentaient (selon la CUM, ce plafond est de 3 020 t/a) et d'ajouter les 1 303 t/a estimées par le scénario 5. C'est ainsi qu'il calcule que cette situation entraînerait une réduction des émissions de SO<sub>2</sub> de l'ordre de 12 % par rapport, cette fois, à la totalité des émissions annuelles autorisées des trois clients de vapeur de la centrale de cogénération.

---

1. La teneur en soufre du gaz naturel se détermine plus souvent en fonction de sa concentration volumique. Généralement, cette teneur est établie à 0,177 microgrammes/m<sup>3</sup> (Étude d'impact, p. 6-7).

Pour le Service de l'environnement de la CUM, cette réduction de 12 % des émissions serait quand même appréciable et aurait un effet sur les concentrations de SO<sub>2</sub> qui pourraient s'observer dans l'est de Montréal. C'est sur la base de ce calcul différent de la réduction des émissions de SO<sub>2</sub> que la CUM a donné un accord de principe au projet, puisqu'il apporterait tout de même un progrès au chapitre de la qualité de l'air, en particulier en ce qui concerne les émissions de SO<sub>2</sub>.

Après analyse de cette question, la commission estime que la mise en service de la centrale de cogénération offre une possibilité de réduire les émissions de SO<sub>2</sub> dans l'est de Montréal et, conséquemment, de diminuer les concentrations de ce polluant dans cette partie de l'île. À cette fin, elle fait sienne l'opinion du Service de l'environnement de la CUM à l'effet que le CEME soit régi par une condition d'exploitation qui limiterait ses émissions annuelles de SO<sub>2</sub> au niveau de 1 303 t/a, soit celui prévu par le promoteur lorsqu'il décrit ce que serait un scénario représentatif des conditions d'exploitation habituelles rencontrées pendant une année. Traduit en pouvoir calorifique, ces émissions impliqueraient, selon la CUM, une mesure de 0,03 gramme de soufre par mégajoule d'énergie consommée annuellement par la centrale. Avec une telle limite, le choix entre l'huile n° 2 ou l'huile déclassifiée, les quantités utilisées ainsi que les teneurs en soufre dans les combustibles n'auraient pas à être pris en considération pour assurer un contrôle des émissions de SO<sub>2</sub> par la CUM. L'application de cette limite de 0,03 gramme de soufre par mégajoule d'énergie consommée plafonnerait automatiquement les émissions du CEME à 1 303 t/a. La commission rappelle que le Service de l'environnement de la CUM offre d'en surveiller le respect même si cette limite ne fait pas partie de son règlement.

Enfin, signalons que, pendant le mandat de la commission, l'Institut canadien des produits pétroliers a déposé auprès de la Commission de l'environnement de la CUM une requête afin de modifier le règlement 90 pour permettre de brûler, dans l'est de Montréal, sous certaines conditions, des combustibles lourds ayant une teneur de 1,5 % (document déposé C22). Les raffineries Shell Canada et Pétro-Canada sont membres de cet organisme. Dans ses motifs à l'appui de sa demande, l'Institut fait référence à l'augmentation des prix du gaz naturel. Plusieurs participants à l'audience ont émis l'idée qu'il existerait un lien entre la planification de la centrale de cogénération et cette demande d'assouplissement au règlement 90 de la CUM. Pour sa part, la commission croit qu'il ne lui appartient pas de se

prononcer sur cette requête, puisqu'elle s'adresse à une autre autorité ayant compétence en la matière.

### **Les émissions de CO et CO<sub>2</sub>**

Une chaudière classique utilisant du gaz naturel, de l'huile légère ou de l'huile lourde émet entre 22 et 24 kg/h de monoxyde de carbone (CO). Une turbine à combustion brûlant du gaz naturel en rejette généralement autant. En somme, les émissions de CO sont directement proportionnelles à la quantité de combustible utilisée.

Or, comme la centrale de cogénération devrait, en plus de fournir de l'électricité, fournir une quantité d'énergie équivalente à celle produite par les chaudières générant de la vapeur chez ses clients de vapcur, elle consommerait donc plus de combustible. Conséquemment, les émissions de CO augmenteraient par rapport à celles émises par ces chaudières. Selon le scénario 5, les émissions annuelles du CEME seraient de 298 t/a. Comparées à des émissions de 44 t/a pour l'ensemble des chaudières de vapeur des clients, ces émissions représenteraient une augmentation très importante des émissions de CO par rapport à celles qui sont générées chez les trois clients pour produire actuellement une égale quantité de vapeur. Notons toutefois que ces émissions n'entraîneraient pas un dépassement des normes de concentration du CO dans l'air édictées par la CUM.

Malgré la remarque préliminaire à l'effet que c'est la quantité de combustible consommée qui est déterminante dans l'évaluation des émissions de CO, la commission signale que la technologie utilisée par une turbine à combustion peut également jouer un rôle. Or, le promoteur a indiqué en audience que son choix de turbine n'était pas définitif. Dans ces circonstances, la commission considère qu'il serait avantageux que le choix final du promoteur porte sur une turbine produisant le moins de CO possible lorsqu'elle fonctionne au gaz naturel.

Les émissions de CO<sub>2</sub> suscitent de l'intérêt depuis quelques années en raison de leur contribution présumée à l'effet de serre, lequel serait possiblement responsable des changements climatiques à long terme. Notons que les quantités de CO<sub>2</sub> attribuables à la centrale de cogénération n'ont pas été analysées dans l'Étude d'impact parce qu'au moment de la rédaction de la directive, en novembre 1991, cela n'était pas requis. Cependant, lors de

l'audience, le promoteur a expliqué que la centrale, en mode d'exploitation courante, pourrait entraîner une augmentation de 49 t/h, soit 429 240 t/a par rapport aux émissions de CO<sub>2</sub> actuellement émises par les chaudières des clients pour produire une quantité de vapeur égale à celle achetée une fois ces chaudières arrêtées. Le représentant du ministère de l'Environnement et de la Faune a examiné les documents déposés par le promoteur à ce sujet (documents déposés A17 et A18) et a jugé que l'estimation des émissions était représentative de l'exploitation normale du CEME (document déposé B41). À signaler que la CUM ne régleme pas le CO<sub>2</sub>.

Avec l'appui des provinces, le Canada a paraphé la Convention-cadre sur les changements climatiques en décembre 1992. En la signant, les partenaires canadiens se sont fixés l'objectif, d'ici l'an 2000, de stabiliser le volume net des émissions des gaz à effet de serre à son niveau de 1990. Par ailleurs, ils se sont par la suite entendus pour prendre des mesures durables afin de progresser, d'ici l'an 2005, au chapitre de la réduction des émissions. Les inventaires font ressortir qu'au Canada, le CO<sub>2</sub> est de loin le composé le plus important du point de vue quantitatif, avec 87% des émissions. Elles proviennent de l'utilisation des combustibles fossiles dans les automobiles et les centrales thermiques, par exemple, ou pour le chauffage des industries et des résidences.

Après le secteur du transport, qui compte pour 32% des émissions, c'est la production d'énergie qui est la source la plus importante avec 20% des rejets annuels canadiens. Au Québec, la problématique des émissions de CO<sub>2</sub> est toutefois différente. Son apport au volume national représente 13%, soit 61 162 kilotonnes en 1991. De ce volume, la production d'énergie était responsable de 1430 kilotonnes. Cette faible proportion au Québec<sup>1</sup> s'explique par le recours principal à l'énergie hydroélectrique.

L'entrée en service du CEME ferait croître les émissions de CO<sub>2</sub> produites au Québec de 0,7%. Considérant ce faible apport et vu ses bénéfices escomptés en regard du SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub>, la commission est d'avis que l'augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> ne peut, à lui seul, justifier le rejet de ce projet. Toutefois, dans la mesure où le Québec a pris l'engagement de limiter puis de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, il est justifié de trouver des moyens de contrebalancer les effets occasionnés par les émissions de CO<sub>2</sub> de la centrale. À cet effet, la commission croit que si un certificat d'autorisation

---

1. Canada, *Rapport national du Canada sur les changements climatiques*, 1994, tableau 11.2, p. 110.

était émis pour ce projet, des mesures de compensation devraient être formellement négociées avec le promoteur. Des participants ont recommandé qu'un programme de reboisement soit établi afin d'absorber une certaine quantité de CO<sub>2</sub>. Bien qu'une telle action puisse être bénéfique pour l'environnement, la commission estime, à la lumière d'études récentes<sup>1</sup>, que pour contrebalancer dans plusieurs années l'augmentation des émissions résultant de ce projet, plusieurs millions d'arbres devraient être plantés. Or, un tel programme dans l'est de Montréal, ou même dans la région, impliquerait de nombreuses contraintes mettant en cause sa faisabilité même. Conséquemment, la commission recommande plutôt qu'un train de mesures environnementales soit négocié avec le promoteur. Ce plan d'action pourrait comprendre un appui du promoteur à divers programmes publics ou privés de conservation de l'environnement et des habitats fauniques de l'est de l'île de Montréal, tout en incluant un volet de plantation d'arbres.

Enfin, la commission attire l'attention sur la possibilité d'une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> advenant la mise en service de plusieurs centrales de cogénération au-delà des 250 MW actuellement prévus. Pour elle, cette hausse des émissions et son examen par rapport aux engagements des gouvernements dans le contexte de la convention-cadre sur les changements climatiques auraient pu avantageusement être examinés lors d'une audience générique sur la cogénération.

## Les effets sur la santé communautaire

Dans leur requête au Ministre pour la tenue d'une audience publique, des personnes avaient manifesté leurs préoccupations quant aux effets du projet sur la santé communautaire. À l'occasion de la première partie de l'audience, plusieurs participants ont sollicité des éclaircissements auprès du représentant de la Direction de la santé publique (DSP) du centre hospitalier Maisonneuve-Rosemont. À la deuxième partie de l'audience, la DSP a déposé un mémoire dont l'objet était double: évaluer si l'implantation du CEME pouvait présenter un risque pour la santé de la population de l'est de Montréal et informer celle-ci de cette évaluation.

---

1. Forestry Canada (1990), *Trees for Canada Program*, Technical Background Paper, (Nawitka Renewable Resource Consultants Ltd.), Ottawa et Moulton, R.J. et K.R. Richards (1990) *Costs of Sequestering Carbon Through Tree Planting and Forest Management in the United States*, U.S. Department of Agriculture, GTR/WO-58.

Sur la base de l'opinion de cet expert, la commission estime que la mise en service du CEME ne présenterait pas un risque supplémentaire à la santé de la population de l'est de Montréal et qu'au contraire, elle entraînerait vraisemblablement une amélioration en regard des risques de problèmes de santé liés aux polluants.

L'analyse des risques à la santé déposée par la DSP est construite à partir de plusieurs éléments. On y fait d'abord une revue de l'évolution depuis 1977 des concentrations dans l'est de Montréal des principaux polluants susceptibles d'être rejetés par la centrale. Par la suite, le mémoire brosse un sommaire de leurs effets connus sur la santé. Dans le cas du SO<sub>2</sub> et du NO<sub>2</sub>, des normes préconisées par l'Organisation mondiale de la santé sont mises en perspective. Pour chacun des polluants, le représentant de la DSP examine s'il peut y avoir une relation entre les concentrations observées présentement dans l'est de Montréal et leurs effets sur la santé de la population de cette région. Dans tous les cas, la DSP explique que, compte tenu des connaissances actuelles, on ne peut pas démontrer que des effets sur la santé de la population de l'est de l'île puissent être associés à ces polluants.

Enfin, considérant que la mise en service du CEME engendrerait une augmentation des émissions de CO, le mémoire ajoute l'observation suivante. Le taux d'augmentation du paramètre biochimique servant à évaluer l'importance de l'absorption du CO (le pourcentage de carboxyhémoglobine) et qui serait attribuable à la hausse des concentrations ambiantes de CO serait négligeable. En somme, pour la DSP :

*D'un point de vue de santé publique, le présent projet nous apparaît acceptable, compte tenu du bilan environnemental positif en regard des émissions atmosphériques.*

(Mémoire de la Direction de la santé publique du centre hospitalier Maisonneuve-Rosemont, p. 14)

## **Le bruit**

On a souligné que les familles établies dans le quartier résidentiel de Mercier sont aux prises avec un environnement déjà perturbé par les activités des industries lourdes de leur voisinage. Outre les polluants déjà traités, le bruit, les odeurs, les poussières, la circulation de véhicules lourds constituent

certaines des causes qui ont un impact direct sur leur qualité de vie. À juste titre, ils se demandent si l'arrivée du CEME pourrait s'avérer un facteur malsain supplémentaire.

À cet égard, le thème du bruit a été abordé. Selon l'Étude d'impact :

*La construction et l'opération de l'usine de cogénération dans le parc industriel de la ville de Montréal-Est ne causeront pas d'impact acoustique dans les zones sensibles si des mesures d'atténuation sont implantées. En effet, des actions doivent être prises afin de réduire le bruit produit par la cheminée d'évacuation des gaz de combustion de la turbine.*

(Étude d'impact, p. 6-60)

Pour effectuer son étude du bruit, le promoteur a fait des évaluations pour cinq points d'observation répartis dans la zone d'étude, en bordure de quartiers résidentiels. Les deux points d'observation les plus proches de la centrale étaient à proximité des premières maisons du quartier Mercier. Selon ces évaluations, le niveau de bruit resterait inchangé au premier point d'observation et passerait de 48 dBA à 48,8 dBA au second (Étude d'impact, p. 6-35). Pour le promoteur, «les niveaux de bruit perçus dans les zones sensibles seront en conformité avec les divers règlements en vigueur» (Étude d'impact, p. 6-57) et seraient inaudibles aux plus proches résidences (M. Gerry Erjavec, CEME, transcription, 8 mars 1994, p. 151).

Ces évaluations du promoteur relativement au bruit résulteraient d'une méthode qui a été jugée, par la Direction de l'expertise scientifique du ministère de l'Environnement et de la Faune, conforme à «l'approche utilisée pour évaluer l'impact sonore avec les exigences habituelles du ministère dans ce domaine» (document déposé B2). Partant de cet avis et tenant compte du fait que la résidence la plus proche est à 800 mètres de la centrale, la commission souscrit à l'opinion du promoteur à l'effet qu'avec des mesures d'atténuation du bruit, il ne devrait pas y avoir d'impact sonore pour les résidents avoisinant ces deux points d'observation.

Signalons aussi que le promoteur a expliqué qu'il était prêt à mettre en place un comité de suivi composé de représentants d'organismes du milieu (M. Kevin Smith, CEME, transcription, 9 mars, soirée, p. 116-117). Ce comité aurait pour objet la diffusion d'information auprès des citoyens et la prise en compte de leurs préoccupations par le gestionnaire de la centrale. Le

promoteur mentionne que les personnes y participant devront être en mesure de tenir compte de ce qu'il qualifie d'un «aspect sensible du projet», soit «le respect de la qualité de vie du milieu résidentiel voisin» (document déposé A20). Pour la commission, un tel comité pourrait jouer un rôle-clé en matière d'information et de suivi sur toutes les questions relatives à la qualité de vie, y compris celle du bruit.

## Les impacts économiques

### Les effets sur les emplois

Le promoteur a évalué que la construction de la centrale requerrait environ 600 personnes/années, soit 400 pour l'édification du bâtiment et la mise en place de l'équipement, et 200 pour leur conception et la gestion de la construction elle-même (M. Louis St-Maurice, CEME, transcription, 8 mars, p. 36 et p. 122). Par ailleurs, les achats de matériaux, de fournitures et autres biens et services en généreraient entre 800 et 2000. Enfin, ces retombées et d'autres dépenses amèneraient des effets induits variant entre 1100 et 2000 personnes/années. En outre, l'exploitation du CEME créerait 20 emplois directs et aurait des effets positifs sur 100 à 230 autres emplois indirects. Par des effets induits, 110 à 210 emplois seraient également soutenus ou créés.

Face à ces prévisions, certains étaient sceptiques et d'autres, confiants qu'elles se réaliseraient dans les ordres de grandeur annoncés. Bien que les experts s'entendent généralement pour dire qu'il est épineux de faire de tels calculs, la commission a demandé une opinion à la Société québécoise de développement de la main-d'œuvre de Montréal. Pour cet organisme, un des facteurs essentiels à la concrétisation de telles prévisions est la rentabilité future du projet. Après examen, elle a émis l'avis suivant :

*Puisque l'ensemble des effets indirects et induits générés par le projet dépendent de sa rentabilité, et que celle-ci semble assurée, nous croyons qu'une analyse plus approfondie du dossier risquerait, d'une part, d'excéder les délais alloués par la commission et, d'autre part, de poursuivre un débat d'experts ne menant qu'à des modifications marginales des chiffres déjà fournis.*

(document déposé B38)



D'autre part, des participants ont signalé que la création nette d'emplois ne totaliserait pas 20, mais plutôt 5 ou 6, puisque les trois clients de vapeur ont expliqué que la fermeture de leurs chaudières amènerait l'abolition d'environ 14 ou 15 postes. À ce sujet, ces entreprises ont affirmé que vu leur politique de gestion des ressources humaines, cette décision ne devrait occasionner aucune mise à pied. L'appui du syndicat des ouvriers de Pétro-Canada vient raffermir ce point de vue (M. Pierre Dionne, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier – local 175, transcription, 12 avril 1994, p. 88). Enfin, le promoteur s'est engagé formellement à embaucher en priorité et à former ces employés mis à pied, si tel était le cas (M. Kevin Smith, CEME, transcription, 8 mars 1994, p. 57).

Le bénéfice de ce projet du point de vue des emplois ne serait pas uniquement le fait des emplois créés pour ériger et exploiter la centrale. Le promoteur, ses trois clients de vapeur, les organismes de développement économique et le syndicat des ouvriers de Pétro-Canada affirment tous qu'un des effets marquants de ce projet serait la consolidation des emplois existants dans les trois industries. Environ 2000 emplois seraient ainsi mieux protégés. Pour les clients de vapeur, comme le coût de leur vapeur diminuerait et que cette composante prend une place importante dans leurs coûts de production, il est dit que ce projet améliorerait la rentabilité des usines. Dans une telle position, elles seraient en mesure de mieux s'ajuster aux aléas des marchés mondiaux.

À ce sujet, une remarque s'impose: on ne peut pas dire que la réduction du prix de la vapeur des clients assurerait à elle seule le maintien de leurs 2000 employés. Bien d'autres facteurs comme le cours du pétrole brut, les taux de change de la monnaie, le prix des métaux ou du gaz naturel agissent sur les coûts de production de ces entreprises. Cependant, malgré cette remarque, la commission estime que les bénéfices de ce projet sur l'emploi seraient positifs.

## **Les effets sur les entreprises québécoises**

Durant l'audience, il a aussi été question de ce qu'il est convenu d'appeler le «contenu québécois» du projet. En somme, de tous les investissements en biens et services, la question était de savoir quelle assurance est-il possible

d'avoir pour que la majeure partie de ces investissements se traduisent par des achats auprès d'entreprises québécoises.

Sur cette question, le promoteur a estimé que le pourcentage de contenu québécois de la construction de la centrale se situerait entre 60 % et 73 % du coût total. Pour démontrer comment se distribueraient ces retombées directes, il a déposé un document présentant, pour chaque poste de coûts rattachés à la construction de la centrale, la proportion des 189 millions de dollars prévus qui allait être dépensée au Québec (document déposé A4).

Comme le promoteur avait indiqué qu'il entendait conclure une entente de type «clé en main» avec un constructeur, la commission se demandait comment il pouvait prendre l'engagement d'injecter au Québec une telle proportion de ses investissements. Le mémoire de la Chambre de commerce de l'est du Grand Montréal abonde dans ce sens, en soulignant que «les promoteurs doivent, toutefois, nous donner des garanties que le pourcentage de contenu québécois sera respecté» (Mémoire de la Chambre de commerce de l'est du Grand Montréal, p. 2).

À ce sujet, on peut trouver à la clause 42 du contrat qui lie le CEME et Hydro-Québec des modalités établissant à au moins 60 % le contenu québécois de ce projet. Si le promoteur n'y parvenait pas après cinq ans de mise en service, de sévères pénalités sont prévues; s'il y parvient, des bonifications sont convenues. En audience, le promoteur a ajouté que le fait de pouvoir compter sur des fournisseurs locaux compétitifs et pouvant assurer un service après-vente efficace était un élément militant en faveur du choix d'entreprises québécoises. Enfin, il a souligné qu'en sensibilisant ses fournisseurs locaux aux pénalités prévues au contrat, il allait les amener à respecter eux aussi la clause du contenu québécois (M. Kevin Smith, CEME, transcription, 8 mars 1994, p. 136-137).

## **Remarques sur le raccordement de la centrale aux services d'utilité publique**

Enfin, la commission désire ici faire deux remarques. La première concerne la planification des travaux de raccord de la centrale au réseau d'égout. La seconde traite de la conduite de gaz naturel nécessaire pour relier la centrale au réseau de distribution.

Selon les données du promoteur, l'égout collecteur sous la rue Sherbrooke n'a pas une capacité assez grande pour permettre d'y déverser les quelque 547 m<sup>3</sup>/jour d'eau de procédé du CEME. Dans ces conditions, il est prévu que des réservoirs de rétention seraient installés en attendant la construction d'un nouvel égout municipal prévu pour 1994, selon le promoteur.

Or, la Ville de Montréal-Est, répondant à des questions de la commission, explique que le raccordement du projet au nouvel égout collecteur ne serait possible qu'à la fin de 1996. Contrairement à l'évaluation du promoteur, elle signale également qu'il serait possible de faire un raccordement temporaire à l'égout de la rue Sherbrooke pour les besoins de la centrale (document déposé B43).

En conséquence, la commission fait remarquer que, si un raccordement provisoire à l'égout de la rue Sherbrooke devait être envisagé, il serait nécessaire d'en évaluer la faisabilité ou, à défaut, de prévoir des réservoirs de rétention.

Par ailleurs, l'Étude d'impact prévoyait un raccord au réseau de gaz naturel sous l'autoroute métropolitaine ou sous la rue Marien. Dans l'un ou l'autre cas, une conduite d'environ 1,7 kilomètre était alors requise. Or, les participants aux travaux de cette commission ont appris, après la première partie de l'audience, que la société Gaz Métropolitain projetait plutôt de construire un nouveau pipeline à partir de la conduite principale de la compagnie Gazoduc Trans Québec et Maritimes. Depuis une station à Lachenaie, ce pipeline se prolongerait sur une distance de 13 kilomètres jusqu'à un poste de détente sous la rue Sherbrooke et, de là, jusqu'à la centrale. Ce pipeline coûterait environ 7 millions de dollars, dont 6 millions seraient attribuables aux besoins du CEME (document déposé A37).

Le 24 septembre 1993, Gaz Métropolitain a déposé une demande de certificat d'autorisation au ministère de l'Environnement pour ce projet, en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Malgré cette démarche du distributeur de gaz, ce nouvel élément n'a pas fait l'objet d'un ajustement à l'Étude d'impact du projet global. En ne faisant pas cet addenda, le raccordement échappe à une évaluation dans le cadre de la procédure d'examen en cours, établie par les articles 31.1 et suivants de la Loi. Bien que la commission estime que le promoteur a agi dans le respect du cadre juridique applicable à la procédure d'évaluation en vigueur, elle déplore néanmoins que la législation actuelle permette de soustraire un aspect accessoire non négligeable d'un projet soumis à un examen public.

## La conclusion

Au terme de son mandat, la commission croit que le projet du CEME pourrait avoir des effets bénéfiques sur l'environnement, le niveau d'emploi, l'activité économique et la santé publique.

Elle souligne avec insistance que, pour qu'il entraîne une réduction notable des émissions de SO<sub>2</sub>, deux conditions préalables doivent se matérialiser. D'abord, les chaudières des trois clients de vapeur doivent cesser leur production de vapeur. Les engagements répétés des représentants des clients de vapeur à ce chapitre étant fermes, la commission ne croit pas nécessaire d'exiger l'arrêt de ces chaudières.

La deuxième condition se rapporte à l'engagement du promoteur à maintenir ses émissions de SO<sub>2</sub> à un niveau de 1303 t/a, soit à un taux huit fois moindre que ce que lui autoriserait le règlement 90 de la CUM. En émettant 1303 t/a de SO<sub>2</sub>, la centrale pourrait brûler une quantité limitée d'huile déclassifiée ayant une teneur en soufre égale à 2%. Son combustible principal, dans une proportion de 90%, serait le gaz naturel. Pour la commission, il est essentiel que le promoteur ne puisse abandonner ses principes d'exploitation en modifiant, ne serait-ce que de quelques points, le rapport gaz naturel/huile. S'il le faisait, les avantages anticipés pourraient se transformer en inconvénients rendant ainsi ce projet contraire aux objectifs des politiques de réduction des polluants atmosphériques préconisées par les organismes publics. De l'avis de la commission, les engagements du promoteur devraient être inscrits formellement à un éventuel certificat d'autorisation. En particulier, une des conditions qu'il serait impératif d'y joindre concerne l'obligation du promoteur de respecter une limite de 0,03 gramme de soufre pour chaque mégajoule d'énergie consommée. Cette condition, à elle seule, aurait un effet global sur l'exploitation de la centrale, quelle que soit la teneur en soufre du ou des combustibles employés. Pour être efficace, elle devrait toutefois faire l'objet d'un suivi serré et régulier; son contrôle devrait être confié au Service de l'environnement de la CUM.

Cette seconde condition serait impérative puisqu'il a été expliqué que les trois clients de vapeur pourraient légalement émettre dans l'atmosphère une quantité de SO<sub>2</sub> plus importante que les émissions qu'elles ont rapportées en 1993. Pour cela, ils n'auraient qu'à brûler moins de gaz naturel et plus de combustibles liquides à plus forte teneur en soufre que le gaz. Or, l'augmentation du prix négocié du gaz naturel pourrait amener les trois

clients de vapeur à une utilisation plus importante des combustibles liquides. D'ailleurs, le règlement 90 de la CUM permet de le faire jusqu'à un certain plafond d'émissions de SO<sub>2</sub>. Pour la commission, cette hypothèse réaliste renforce l'idée d'imposer à la centrale de cogénération des contraintes plus sévères que celles normalement en vigueur.

La commission conclut également que la mise en service de cette centrale pourrait se faire dans le respect des normes prescrites de concentrations des polluants actuellement réglementés. Seules les augmentations des émissions de CO et de CO<sub>2</sub> par rapport à celles produites par les chaudières qui seraient arrêtées sont à signaler. L'importance relative des émissions de CO amène la commission à penser que le promoteur devrait faire porter son choix sur une turbine à combustion qui pourrait diminuer les émissions de CO estimées. Quant à celles de CO<sub>2</sub>, la commission pense qu'elles seraient faibles et, compte tenu des autres bénéfices du projet sur l'environnement, les emplois et la santé, elle croit que la société peut accepter cette augmentation des émissions d'un des composés présumés à l'origine de l'effet de serre. La commission suggère à cet égard des mesures de compensation localisées en partie dans l'est de Montréal.

La commission reconnaît que la construction et l'exploitation de la centrale auraient des effets positifs sur les emplois et généreraient, en matière de contenu québécois, des retombées économiques importantes pour les fournisseurs de biens et services du CEME, compte tenu des obligations imposées au promoteur par son contrat avec Hydro-Québec.

En ce qui concerne les impacts du projet sur la santé communautaire, et considérant que le CEME entraînerait, sauf pour le CO, une réduction des polluants réglementés, la commission croit, comme le représentant de la Direction de la santé publique du centre hospitalier Maisonneuve-Rosemont, qu'il amènerait une amélioration de la situation en regard des risques de santé liés aux polluants.



---

# Conclusion

## Le contexte énergétique

Le gouvernement du Québec assume son rôle en orientant les activités d'Hydro-Québec, notamment par le processus d'approbation de son plan de développement. Or, en raison des délais impartis entre le dépôt du plan et son approbation qui a été suivie presque immédiatement de sa révision, le gouvernement a pu autoriser en 1993 des propositions fondées sur des données devenues partiellement caduques.

**La commission recommande à cet égard un réexamen de ce mécanisme d'approbation afin de permettre aux acteurs concernés d'exercer pleinement leurs devoirs, tout en permettant une diffusion des informations pertinentes.**

Dans son plan de développement 1993-1995, Hydro-Québec avait prévu combler une partie de la demande pour 1996-1997 par l'achat de 760 MW d'électricité provenant des producteurs privés, desquels 580 MW seraient générés par des centrales de cogénération produisant également de la vapeur pour des clients industriels. Dans la révision du plan en décembre 1993, cette part est passée de 580 MW à 250 MW.

La société d'État, tout en réitérant son orientation hydroélectrique, a expliqué, qu'en raison notamment de la taille des projets de cogénération, de leur court délai de réalisation et de leurs faibles implications financières pour Hydro-Québec, ces centrales constituaient un moyen de production flexible et avantageux pour combler une demande énergétique à court terme. De fait, avec 0,7% des 34 370 MW constitués en 1996 par le parc d'équipements et les achats contractuels prévus, c'est bien un rôle d'appoint qui est réservé à la cogénération.

**Cependant, bien que la commission comprenne l'avantage pour Hydro-Québec de combler une demande à court terme par des centrales de cogénération, elle n'a**

**pas été en mesure de valider la nécessité de recourir à ce moyen à compter de 1997, du fait de la haute variabilité de l'offre et de la demande et de l'effet des moindres fluctuations.**

Considérant que les éléments retenus dans les prévisions énergétiques sont hautement variables, elle estime que la part dévolue à la cogénération pourrait encore être revue à la baisse si, par exemple, la société Alouette n'entreprendait pas avant janvier 1995 la deuxième phase de son aluminerie. Comme l'impact des ajustements supplémentaires aux prévisions de la demande risque de se répercuter principalement sur l'offre en provenance du secteur privé, la commission pense que le recours à la cogénération pourrait être reporté au-delà de 1997.

À l'opposé, rien ne permet d'affirmer que la cogénération ne représentera pas plus des 250 MW prévus à court et moyen terme. Advenant une croissance de la demande supérieure aux prévisions dans les prochaines années, Hydro-Québec aurait ainsi la possibilité d'aller de l'avant avec les huit projets de cogénération retenus. Le cas échéant, une réelle filière d'appoint verrait donc le jour sans qu'il y ait eu une évaluation globale de ses impacts, faute d'une audience générique ou d'un autre mécanisme d'examen public.

## **La sélection du CEME par Hydro-Québec**

La commission rappelle qu'au nombre des critères utilisés par Hydro-Québec pour sélectionner les huit projets retenus figurait l'indice de performance globale (IPG<sub>HQ</sub>), un indice d'efficacité énergétique modifié pour privilégier l'utilisation de la biomasse ou des déchets comme combustibles.

À ce sujet, la commission constate que, dans le calcul de l'IPG<sub>HQ</sub> du présent projet, l'huile déclassifiée, un résidu de la distillation du pétrole, a été considérée comme déchet. Ce faisant, Hydro-Québec privilégie l'utilisation d'une huile plus polluante que le gaz naturel et, de surcroît bonifie cette utilisation dans l'un de ses critères de sélection.



**La commission estime donc que le fait d'avoir élargi la notion de déchet pour y inclure l'huile déclassifiée constitue un glissement de la part d'Hydro-Québec dans sa volonté de favoriser le recours à la biomasse ou aux déchets comme combustibles dans les projets de cogénération. De plus, elle considère qu'il ne devrait pas revenir à une société d'État de décider de valoriser un tel combustible.**

## **La technologie et la capacité du CEME**

Compte tenu des quantités d'électricité et de vapeur que le CEME s'est engagé à livrer à ses clients, la commission considère que la technologie retenue et la capacité des équipements sont justifiées. Elle constate également que cette technologie est moderne et éprouvée.

## **La qualité de l'air**

La commission est confiante que l'exploitation de la centrale pourrait se faire dans le respect des normes prescrites de concentration des polluants réglementés et même, dans certaines conditions d'exploitation, entraîner une réduction de certains polluants.

Après analyse, elle conclut que le recours à la technologie de réduction des NO<sub>x</sub> à sec est suffisant pour rencontrer les normes actuelles et celles présentement à l'étude au ministère de l'Environnement et de la Faune.

Par ailleurs, elle tient à rappeler qu'une réduction des émissions de SO<sub>2</sub> s'accompagne de deux conditions préalables. La première concerne l'arrêt des chaudières des trois clients de vapeur. Les engagements publics et répétés des représentants de ces trois entreprises sont fermes et, conséquemment, la commission croit qu'il n'y a pas lieu d'en faire une exigence.

La deuxième touche l'engagement du promoteur à maintenir ses émissions de SO<sub>2</sub> à un niveau huit fois moindre que celui autorisé par le règlement 90 de la CUM. Pour la commission, il est essentiel que le promoteur applique

les principes d'exploitation qu'il a annoncés publiquement. S'il les abandonnait, les avantages anticipés pourraient se transformer en inconvénients et ainsi faire perdre les acquis réalisés en matière de qualité de l'air dans l'est de Montréal. Ces acquis sont d'autant plus fragiles que la hausse attendue du prix du gaz naturel rend vraisemblable l'hypothèse de l'augmentation des émissions du SO<sub>2</sub> résultant d'un emploi plus important de combustibles liquides par les industries pétrolières, entre autres.

**De l'avis de la commission, il est impératif d'inscrire à un éventuel certificat d'autorisation l'obligation du promoteur de respecter une limite de 0,03 gramme de soufre pour chaque mégajoule d'énergie consommée par la centrale. Cette mesure devrait faire l'objet d'un suivi régulier par le Service de l'environnement de la CUM.**

La mise en service du CEME amènerait une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub>. Bien que le CO<sub>2</sub> ne soit pas un polluant réglementé, il est présumé être un gaz à effet de serre. Le Canada s'est engagé à en réduire les émissions. Pour compenser l'augmentation des émissions de ce gaz, la commission estime que le promoteur devrait appliquer un train de mesures environnementales. Ce plan d'action pourrait comprendre un appui du CEME à divers programmes publics ou privés de conservation de l'environnement et des habitats fauniques de l'est de l'île de Montréal, tout en incluant un volet de plantation d'arbres.

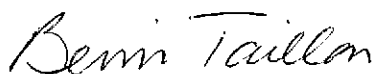
## **L'intégration du projet dans le milieu**

La commission est d'avis que le choix du site du projet n'a pas à être remis en question. Elle observe en outre que l'aménagement d'une centrale à ce site se ferait conformément aux règlements sur l'utilisation du territoire. En regard du bruit, la centrale ne devrait pas avoir un impact significatif sur les résidences les plus proches. La commission croit aussi que la mise en service du CEME ne présenterait pas un risque supplémentaire pour la santé de la population de l'est de Montréal et qu'au contraire, elle entraînerait vraisemblablement une amélioration en regard des risques de problèmes de santé liés aux polluants. Toutefois, il lui apparaît que la proposition du promoteur de créer un comité de suivi permettrait de prendre en considération les préoccupations des citoyens face à l'exploitation de la centrale.

La commission reconnaît que la construction et l'exploitation de la centrale auraient un effet positif sur les emplois de même que sur les retombées économiques importantes pour les fournisseurs québécois de biens et de services.

La commission fait enfin remarquer que Gaz Métropolitain a décidé à l'automne 1993 que l'alimentation de la centrale en gaz naturel nécessitait un pipeline de 13 kilomètres alors qu'une conduite de 1,7 kilomètre était initialement prévue. Ce nouvel élément n'a pas fait l'objet d'un ajustement à l'Étude d'impact. Bien que la commission estime que le promoteur a agi dans le respect du cadre juridique sur l'évaluation environnementale, elle déplore néanmoins que la législation permette de soustraire un aspect accessoire non négligeable d'un projet soumis à un examen public.

FAIT À QUÉBEC,



---

Benoit Taillon,  
président de la commission



---

Alain Cloutier,  
commissaire



---

Georges Mezzetta,  
commissaire

Avec la collaboration de :

M<sup>me</sup> Marie-Claude Delisle, analyste

M<sup>me</sup> Solanges Hudon, analyste

M. Luc L'Écuyer, secrétaire de commission

M<sup>me</sup> Thérèse Daigle, agente d'information

M<sup>me</sup> Nathalie Rhéaume, agente de secrétariat



---

## Bibliographie

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (1993), *Alternative Control Techniques –NO<sub>x</sub> Emissions from Stationary Gas Turbines*, EPA –453/R –93-07, Washington D.C.

CANADA (1994), *Le rapport national du Canada sur les changements climatiques –Mesures en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, Ottawa, 1 967 pages.

ASSOCIATION DES INDUSTRIES FORESTIÈRES DU QUÉBEC (1994), *La cogénération, un facteur de compétitivité pour le Québec*, 19 pages.

FORESTRY CANADA (1990), *Trees for Canada Program*, Technical Background Paper (Nawitka Renewable Resource Consultants Ltd.), Ottawa, 45 pages et annexes.

MOULTON, R.J. et K.R. RICHARDS (1990), *Costs of Sequestering Carbon Through Tree Planting and Forest Management in the United States*, U.S. Department of Agriculture, GTR/WO-58.



---

**Annexe 1**

**Le mandat et la constitution  
de la commission**





Le ministre  
de l'Environnement et de la Faune

Sainte-Foy, le 2 février 1994

Monsieur Bertrand Tétreault  
Président  
Bureau d'audiences publiques  
sur l'environnement  
625, rue Saint-Amable, 2<sup>e</sup> étage  
QUÉBEC (Québec)  
G1R 2G5

Monsieur le Président,

En ma qualité de ministre de l'Environnement et de la Faune et en vertu des pouvoirs que me confère le troisième alinéa de l'article 31.3 de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2), je donne mandat au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement de tenir une audience publique relativement au projet de centre de cogénération d'énergie de la Société «Centre énergétique Montréal-Est» à Montréal-Est, et de me faire rapport de ses constatations ainsi que de l'analyse qu'il en aura faite.

Le mandat du Bureau débutera le 21 février 1994.

Veillez agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes meilleurs sentiments.



**PIERRE PARADIS**

3900, rue de Marly, 6<sup>e</sup> étage  
Sainte-Foy (Québec)  
G1X 4E4  
Téléphone : (418) 643-8259  
Télécopieur : (418) 643-4143

5199, rue Sherbrooke Est, bureau 3860  
Montréal (Québec)  
H1T 3X9  
Téléphone : (514) 873-8374  
Télécopieur : (514) 873-2413







Québec, le 2 février 1994

Monsieur Benoît Taillon  
Membre additionnel au  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
393, rue Gingras  
Sainte-Foy (Québec)  
G1X 3X8

Monsieur,

Le ministre de l'Environnement et de la Faune, monsieur Pierre Paradis, a confié au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement le mandat de tenir une audience publique relativement au projet de centre de cogénération d'énergie de la Société «Centre énergétique Montréal-Est» à Montréal-Est et ce, à compter du 21 février 1994.

Conformément aux dispositions de l'article 2 des Règles de procédure relatives au déroulement des audiences publiques, je vous confie la présidence de la commission chargée de tenir enquête et audience publique sur le projet précité.

Je vous prie de recevoir, Monsieur, mes salutations les plus distinguées.

Le président,



Bertrand Tétreault

c.c. M. Alain Pépin





---

## **Annexe 2**

# **Les requérants de l'audience publique**



## Les requérants de l'audience publique

- Action RE-buts
- Centre énergétique Montréal-Est (CEME)
- Conseil central du Montréal métropolitain (CSN)  
(a retiré sa requête le 28 février 1994)
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ)
- Mercier-Est, quartier en santé
- Mouvement Au Courant
- STOP





---

## **Annexe 3**

# **Les documents déposés**



## Les documents déposés

### Le dossier initial

- Avis de projet (8 juillet 1991)
- Directive du Ministre indiquant la nature, la portée et l'étendue de l'étude d'impact sur l'environnement (novembre 1991)
- Avis du ministère de l'Environnement sur la recevabilité de l'étude d'impact (novembre 1993)
- Centre énergétique Montréal-Est - Rapport principal (juillet 1993)
- Centre énergétique Montréal-Est - Résumé (novembre 1993)
- Centre énergétique Montréal-Est - Annexes (juillet 1993)
- Addenda à l'étude d'impact et réponses aux questions complémentaires du MENVIQ
- Mise à jour des données économiques du projet Centre énergétique Montréal-Est (23 février 1994)

## Par le promoteur

- A1 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Présentation du promoteur*, 8 mars 1994, acétates.
- A2 *Contrat d'achat d'électricité entre Société en commandite Centre énergétique Montréal-Est et Hydro-Québec*, 89 pages.
- A3 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Impact du CEME sur l'emploi*, 8 mars 1994, acétate.
- A4 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Projections des coûts de construction*, 8 mars 1994, acétate.
- A5 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Combustibles «déplacés», tableau de synthèse*, 9 mars 1994 en soirée, acétate.
- A6 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Utilisation de combustible, bilan de l'implantation du CEME*, 9 mars 1994 en soirée, acétate.
- A7 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *CEME, bilan d'utilisation de combustible*, 9 mars 1994 en soirée, acétate.
- A8 ENERGY SERVICES AGREEMENT BETWEEN SOCIÉTÉ EN COMMANDITE CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST AND NORANDA MINERALS INC., NORANDA COPPER SMELTING AND REFINING, CCR REFINERY, 30 juin 1992, 15 pages, 1 carte.
- A9 ENERGY SERVICES AGREEMENT BETWEEN SOCIÉTÉ EN COMMANDITE CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST AND PETRO-CANADA, 21 août 1992, 15 pages, 1 carte.
- A10 ENERGY SERVICES AGREEMENT BETWEEN SOCIÉTÉ EN COMMANDITE CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST AND PRODUITS SHELL CANADA LIMITÉE, 26 août 1992, 18 pages, 1 carte.
- A11 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Réponses à des questions portant sur le choix du site et le niveau de bruit*, 8 mars 1994, acétates.
- A12 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Scénarios d'opération modélisés*, 9 mars 1994 en soirée, acétate.

- A13 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Analyse typique, huiles de combustion*, 9 mars 1994 en soirée, acétate.
- A14 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Niveaux de bruit dans l'environnement*, 9 mars 1994 en soirée, acétate.
- A15 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Concentrations maximales anticipées vs normes applicables (CO, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, particules, 15 minutes)*, 9 mars 1994 en soirée, acétates.
- A16 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Modélisations, émissions atmosphériques (4 scénarios)*, 9 mars 1994 en soirée, acétate.
- A17 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Situation actuelle vs projetée, émissions atmosphériques et production d'énergie*, 9 mars 1994 en soirée, acétates.
- A18 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Situation actuelle vs projetée, émissions atmosphériques par unité d'énergie, bilan CEME, émissions maximales admissibles de NO<sub>x</sub> selon les lignes directrices du CCME*, 9 mars 1994 en soirée, acétates.
- A19 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Émissions vs lignes directrices du CCME (SO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub>)*, 9 mars 1994 en soirée, acétates.
- A20 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Constitution d'un comité de suivi, proposition*, 9 mars 1994 en soirée, 2 pages.
- A21 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Rose des vents, Montréal Dorval 1955-1980, Direction de propagation des contaminants, choix de l'emplacement, critères de préférence*, 9 mars 1994 en soirée, acétates.
- A22 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Efficiency Calculations*, 10 mars 1994, 1 page.
- A23 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Modélisations des émissions de SO<sub>2</sub> pour le scénario 1 en considérant une teneur en soufre de 2,6 % dans l'huile n° 6 déclassifiée (chaudière n° 1)*, tableaux 6.12, 6.22, 6.23, 2 pages.
- A24 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Visibilité du panache de vapeur des tours de refroidissement*, 3 pages.
- A25 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Schémas de l'usine de cogénération*, janvier 1993, 2 pages.

- A26 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Risques d'accidents*, 2 pages.
- A27 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Émissions annuelles prévues*, 1 page.
- A28 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Permit Documents for Indeck-Olean Cogeneration Project, Located in Olean, New York*, non paginé.
- A29 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Permit Documents for Indeck-Corinth Cogeneration Project, Located in Corinth, New York*, non paginé.
- A30 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Permit Documents for Indeck-Silver Springs Cogeneration Project, Located in Silver Springs, New York*, 16 pages et annexes.
- A31 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Permit Documents for Indeck-Yerkes Cogeneration Project, Located in Tonawanda, New York*, 6 pages et annexes.
- A32 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Permit Documents for Indeck-Oswego Cogeneration Project, Located in Oswego, New York*, 9 pages et annexes.
- A33 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Permit Documents for Indeck-Ilion, Cogeneration Project, Located in Ilion, New York*, non paginé.
- A34 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Costs Estimate for the Installation and Operation of a Selective Catalytic Reduction (SCR) Unit for the Centre énergétique Montréal-Est*, 1 page.
- A35 INDECK - SOCIÉTÉ EN COMMANDITE CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Lettre de M. James R. Forsythe concernant l'information sur les « carbon monoxide catalysts*, 17 mars 1994, 2 pages.
- A36 NOVERGAZ, *Réponse à la question de la commission au sujet du certificat de décontamination du site proposé*, 23 mars 1994, 2 pages.
- A37 GAZ MÉTROPOLITAIN, *Réponses aux questions de la commission au sujet des travaux requis pour la desserte en gaz naturel et une brève analyse des coûts s'y rattachant*, 21 mars 1994, 4 pages, carte et annexe.

- A38 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Réponse à la question de la commission, plans indiquant le tracé et les emprises envisagées pour les conduites de vapeur, d'eau et de combustibles nécessaires au CEME*, janvier 1993, 3 plans.
- A39 CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Réponse à la question de la commission au sujet de la liste des permis nécessaires à la construction et à l'exploitation du projet CEME ainsi que des organismes responsables de leur émission*, 23 mars 1994, 1 page.
- A40 INDECK, SOCIÉTÉ EN COMMANDITE CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Réponses aux questions de la commission au sujet de l'évaluation du risque lié à la proximité du projet avec les réservoirs de Shell, au degré d'acceptation du risque par rapport aux recommandations émises par le CCAIM, de la disposition des résidus de l'huile déclassifiée*, 12 avril 1994, 2 pages.
- A41 INDECK, SOCIÉTÉ EN COMMANDITE CENTRE ÉNERGÉTIQUE MONTRÉAL-EST, *Réponses aux questions de la commission au sujet de la capacité d'opération des chaudières 1 et 2, de la garantie donnée par le manufacturier pour la turbine concernant les NO<sub>x</sub>, du modèle de turbine utilisée, de la capacité nette des chaudières auxiliaires*, 25 avril 1994, 2 pages.
- A42 NOVERGAZ, *Réponse à la question posée par la commission au sujet du partenariat de Noverco*, 16 mai 1994, 2 pages.

### **Par les ministères et organismes publics**

- B1 MINISTÈRE DES AFFAIRES CULTURELLES, *Avis des ministères et organismes consultés par le ministère de l'Environnement concernant la recevabilité de l'étude d'impact (version provisoire)*, Direction générale de Montréal, 3 mars 1993, 18 pages.
- B2 MINISTÈRE DU LOISIR, DE LA CHASSE ET DE LA PÊCHE, *Avis reçus à la suite des consultations ministérielles sur la recevabilité de l'étude d'impact (version finale)*, Direction générale des opérations régionales, 29 mars 1993, 11 pages.
- B3 RÉGIE DU BÂTIMENT DU QUÉBEC, *Avis reçus à la suite des consultations interministérielles sur la recevabilité de l'étude d'impact (version finale)*, Direction générale des politiques et des programmes, 3 mars 1993, 12 pages.

- B4 MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC, *Avis reçus à la suite des consultations ministérielles sur la recevabilité de l'étude d'impact (version provisoire)*, Direction de l'expertise scientifique, 26 avril 1993, 15 pages.
- B5 MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC, *Questions et commentaires sur l'étude d'impact provisoire, projet de centrale de cogénération du Centre énergétique Montréal-Est à Montréal-Est*, Direction des projets industriels, 28 avril 1993, 14 pages.
- B6 MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC, *Questions et commentaires sur l'étude d'impact finale, projet de Centre énergétique Novergaz/Indeck à Montréal-Est*, Direction des projets industriels, 19 octobre 1993, 2 pages et annexe.
- B7 MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC, *Dossier : Certificat d'autorisation visant la restauration environnementale de l'ancienne raffinerie Texaco de Montréal*, Direction régionale Montréal-Lanaudière, 14 pages.
- B8 HYDRO-QUÉBEC, *L'équilibre énergétique, rapport particulier au 31 décembre 1993*, 39 pages et annexes.
- B9 COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL, *Combustibles utilisés et soufre émis à l'atmosphère de 1989 à 1992*, 17 pages.
- B10 COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL, *Inventaire des émissions atmosphériques de 1989 à 1992 pour la raffinerie Shell Canada*, 10 pages.
- B11 COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL, *Inventaire des émissions atmosphériques de 1989 à 1992 pour la raffinerie Pétro-Canada*, 9 pages.
- B12 COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL, *Inventaire des émissions atmosphériques de 1989 à 1992 pour l'affinerie canadienne de cuivre*, 13 pages.
- B13 COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL, *Émission de SO<sub>2</sub> dans le secteur industriel de l'est de Montréal*, 4 pages.
- B14 COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL, *Courbes de tendance pour les polluants mesurés à la station d'échantillonnage de l'air ambiant de Pointe-aux-Trembles (poste 003)*, 10 pages.



- B15 COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL, *Rapport annuel de qualité de l'air, sommaire des résultats*, Service de l'environnement, Assainissement de l'air et de l'eau, 1992, 61 pages.
- B16 HYDRO-QUÉBEC, *Équilibre énergétique, mise à jour 1994*, 9 mars 1994 en après-midi, acétates.
- B17 MINISTÈRE DES RICHESSES NATURELLES, *La politique énergétique du gouvernement du Québec, le processus d'examen du plan de développement, la stratégie d'efficacité énergétique, les décisions relatives à la cogénération*, 9 mars 1994 en après-midi, acétates.
- B18 SOCIÉTÉ QUÉBÉCOISE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MAIN-D'ŒUVRE DE MONTRÉAL, *Profil de l'emploi et impact du projet CEME*, 8 mars 1994, 4 pages.
- B19 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES, *L'énergie, force motrice du développement économique, politique énergétique pour les années 1990*, 1988, 121 pages.
- B20 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES, *La stratégie québécoise d'efficacité énergétique, orientations et plan d'action*, 1992, 55 pages.
- B21 DÉPARTEMENT DE SANTÉ COMMUNAUTAIRE, CENTRE HOSPITALIER MAISONNEUVE-ROSEMONT, *Santé et bien-être: portrait de l'est de Montréal, dossier hospitalisations 1988-1990*, mai 1993, 41 pages.
- B22 DÉPARTEMENT DE SANTÉ COMMUNAUTAIRE, CENTRE HOSPITALIER MAISONNEUVE-ROSEMONT, *Santé et bien-être: portrait de l'est de Montréal, dossier décès 1988-1990*, mars 1993, 36 pages.
- B23 HYDRO-QUÉBEC, *Les coûts évités*, 9 mars 1994 en après-midi, acétates.
- B24 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET MINISTRE DÉLÉGUÉ AUX AFFAIRES AUTOCHTONES, *Communiqué - Le Québec en matière d'énergie: une société compétitive et performante*, 2 mars 1994, 2 pages.
- B25 MÉTALLURGIE DU CUIVRE NORANDA, AFFINERIE CCR, *Programme de conservation d'énergie de l'affinerie CCR*, 6 pages.

- B26 PÉTRO-CANADA, *La raffinerie de Montréal, un voisin - un partenaire dans notre économie*, 4 pages.
- B27 PÉTRO-CANADA, RAFFINERIE DE MONTRÉAL, *Développer et appliquer les meilleures technologies possibles pour amener la consommation énergétique de la raffinerie à un niveau comparable aux meilleurs de l'industrie*, 5 pages.
- B28 SHELL CANADA LIMITÉE, *Vers le développement durable, rapport 1992*, 24 pages.
- B29 SHELL CANADA LIMITÉE, *Efficacité énergétique en milieu pétrolier*, 7 pages.
- B30 DÉPARTEMENT DE SANTÉ COMMUNAUTAIRE, CENTRE HOSPITALIER MAISONNEUVE - ROSEMONT, *Présentation de M. Luc Lefebvre*, 9 mars 1994 en soirée, acétates.
- B31 HYDRO-QUÉBEC, *Bilan en énergie selon le scénario moyen, planification 1994 (TWh)*, 9 mars 1994 en après-midi, 1 tableau.
- B32 HYDRO-QUÉBEC, *Cogénération au gaz naturel, situation au 7 février 1994*, 9 mars 1994 en après-midi, 1 tableau.
- B33 HYDRO-QUÉBEC, *Paiements annuels par Hydro-Québec pour l'électricité reçue de CEME*, 10 mars 1994, 1 tableau.
- B34 HYDRO-QUÉBEC, *Indice de performance global (IPG)*, 12 janvier 1993, acétate.
- B35 COMMISSION DE FORMATION PROFESSIONNELLE DE LA MAIN-D'ŒUVRE DE LA RÉGION MÉTROPOLITAINE DE MONTRÉAL, *Profil socioéconomique, est de Montréal, Secteur recherche et évaluation*, août 1989, 119 pages.
- B36 COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL, *Rapport des opérations 1991, carrière Francon de Montréal-Est, présenté par Géophysique GPR international inc.*, Service de soutien technique, mars 1992, 10 pages et annexe.
- B37 MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA FAUNE, *Réponses aux questions du BAPE sur l'émission de NO<sub>x</sub>, le 50 mg/J de la directive du ministre de l'Environnement et de la Faune pour la réalisation de l'étude d'impact équivaut à quelle valeur en PPMV?*, 14 mars 1994, 2 pages et annexes.

- B38 SOCIÉTÉ QUÉBÉCOISE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MAIN-D'ŒUVRE DE MONTRÉAL, *Lettre de M. Claude Desmarais de la SQDM de Montréal à la commission au sujet de la rentabilité future du projet CEME*, 14 mars 1994, 1 page.
- B39 SHELL CANADA LTÉE, *Réponse de Shell Canada à la commission au sujet du risque de la raffinerie Shell Canada sur le projet de cogénération*, Novergaz/Indeck, 16 mars 1994, 2 pages.
- B40 HYDRO-QUÉBEC, *Réponses aux questions de la commission au sujet du calcul des montants des paiements anticipés et sur la production de l'indice de performance globale (IPG) des projets de cogénération*, 18 mars 1994, 3 pages.
- B41 MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA FAUNE, *Réponses aux questions de la commission au sujet des facteurs d'émissions utilisés et sur la représentativité du bilan présenté, de l'opération moyenne du CEME*, Direction des projets industriels, 22 mars 1994, 1 page.
- B42 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES, *Réponse à la question de la commission au sujet de la stratégie québécoise d'efficacité énergétique, à quoi correspond, en termes de consommation totale d'énergie, la cible de 15 % de réduction dans l'intensité énergétique sur 10 ans*, Secteur énergie, 21 mars 1994, 6 pages.
- MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES, *Proposition - La stratégie québécoise d'efficacité énergétique, une contribution au développement durable*, Direction des communications, 1992, 94 pages.
- B43 VILLE DE MONTRÉAL-EST, *Réponses aux questions de la commission au sujet de l'évaluation, des revenus de taxation, des immobilisations, de la Loi sur la fiscalité municipale, des coûts et services assumés par la municipalité, du raccordement avec l'égout collecteur, de la capacité de l'égout collecteur, du schéma d'aménagement*, 22 mars 1994, 7 pages.
- B44 PÉTRO-CANADA, *Réponses aux questions de la commission au sujet des opérations de Pétro-Canada, des bouilloires électriques, du soufre, sur l'efficacité de la cogénération*, 23 mars 1994, 4 pages.
- B45 PRODUITS SHELL CANADA LTÉE, *Réponse aux questions de la commission concernant les opérations de Shell Canada, des bouilloires électriques, le soufre*, 24 mars 1994, 2 pages et annexes.

- B46 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE, *Réponse à la question de la commission au sujet des risques technologiques et des recommandations pour améliorer la sécurité sur des sites ayant des réservoirs d'huile*, 24 mars 1994, 3 pages.
- B47 MÉTALLURGIE DU CUIVRE NORANDA - AFFINERIE CCR, *Réponses aux questions de la commission au sujet d'une description de l'entreprise, du programme de conservation d'énergie, de la capacité des bouilloires électriques, du bilan annuel de consommation de mazout pour 1992*, 25 mars 1994, 6 pages.
- B48 COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL, *Réponses aux questions de la commission au sujet du document B11 sur la combustion de l'huile lourde et de gaz combustibles, la disponibilité des chiffres, les gaz brûlés par torchère, les items non disponibles pour 1992, les informations pour 1992 pour les deux autres compagnies*, Service de l'environnement, 28 mars 1994, 6 pages.
- B49 LES PUBLICATIONS DU QUÉBEC, Extraits tirés de *La santé à la carte*, Pampalon R., Gauthier D., Raymond G., Beaudry D., *Une exploration géographique de l'enquête Santé Québec, la consommation de tabac*, p. 22 et 23, *la consommation d'alcool*, p. 24 et 25, *l'activité physique*, p. 26 et 27, janvier 1990.
- B50 HYDRO-QUÉBEC, *Réponses aux questions de la commission au sujet de la programmation des livraisons, des coûts marginaux, de la contribution du CEME à la stratégie d'efficacité énergétique*, 28 mars 1994, 3 pages.
- B51 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES, *Réponse à la question de la commission au sujet de la contribution (%) du CEME à la réduction de la consommation totale d'énergie après 10 ans d'application de la stratégie québécoise d'efficacité énergétique (objectif de réduction de 15 %)*, 22 mars 1994, 2 pages.
- B52 COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL, *Réponses aux questions de la commission au sujet de l'évaluation, des revenus de taxation, des immobilisations, de la Loi sur la fiscalité municipale, des coûts et services assumés par la municipalité, du raccordement avec l'égout collecteur, de la capacité de l'égout collecteur, du schéma d'aménagement*, 25 mars 1994, 10 pages.
- COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL, *Réponse à la question de la commission sur la conformité au schéma d'aménagement de la Communauté urbaine de Montréal du projet du CEME*, 11 avril 1994, 1 page.

- B53 GAZ MÉTROPOLITAIN, *Réponses aux questions de la commission au sujet des coûts des infrastructures, du financement des travaux et du propriétaire éventuel*, 31 mars 1994, 2 pages.
- B54 MÉTALLURGIE DU CUIVRE NORANDA - AFFINERIE CCR, *Réponses aux questions de la commission au sujet des chaudières de leurs clients, de la vapeur achetée et de l'éventuelle fermeture de ces chaudières et de la perte d'emplois possible*, 23 mars 1994, 1 page.
- B55 HYDRO-QUÉBEC, *Réponses aux questions de la commission au sujet du nombre de MW prévus pour la filière de cogénération dans le plan de développement 1993, du calcul détaillé de l'IPG du projet CEME, des données des tableaux 2.3, 2.7, 3.1, 3.2 et 3.3 du rapport particulier «L'équilibre énergétique»*, 12 avril 1994, 2 pages.
- B56 HYDRO-QUÉBEC, *Droit de rectification pour le projet CEME du mémoire M17*, 14 avril 1994, 4 pages.
- B57 HYDRO-QUÉBEC, *Ventes d'électricité régulière au secteur industriel sans développement des marchés avant économies d'énergie, planification 1994, écarts par rapport au plan de développement 1993 (en TWh), baisse des besoins globaux d'énergie par rapport au plan de développement 1993 (en TWh), comparaison des écarts entre les besoins et les moyens identifiés, bilans en énergie et en puissance selon le scénario moyen, planification 1994*, 6 tableaux.
- B58 HYDRO-QUÉBEC, *Réponse à la question de la commission au sujet de la date limite pour la société Alouette d'exercer son option de développer la deuxième phase de son aluminerie*, 21 avril 1994, 1 page.
- B59 HYDRO-QUÉBEC, *Réponse à la question de la commission au sujet de la disponibilité du rapport de l'Union des banques suisses concernant l'évaluation des huit projets de cogénération*, 29 avril 1994, 1 page.

## Par le public

- C1 CONSEIL CANADIEN DES MINISTRES DE L'ENVIRONNEMENT, *Plan de gestion pour les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) et les composés organiques volatils (COV), Phase I*, novembre 1990, 242 pages et annexes.
- C2 CONSEIL CANADIEN DES MINISTRES DE L'ENVIRONNEMENT, *Plan de gestion NO<sub>x</sub>/COV du CCME, rapport d'étape*, mars 1993, 24 pages.

- C3 *Contrat d'achat d'électricité entre producteur privé et Hydro-Québec, thermique de plus de 50 mégawatts, 1<sup>er</sup> septembre 1992, 59 pages.*
- C4 HYDRO-QUÉBEC, *Politique d'achat d'électricité produite par des petites centrales appartenant à des tiers au Québec, 18 février 1987, 3 pages.*
- C5 MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC, *Audiences génériques sur la cogénération, guide de réalisation indiquant la nature, la portée et l'étendue de l'étude d'évaluation environnementale des procédés de cogénération d'électricité et de vapeur à partir de gaz naturel et de biomasse, 19 août 1991, 10 pages.*
- C6 MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC, *Cogénération et polluants atmosphériques, état de situation, Direction de l'expertise scientifique, 13 janvier 1993, 6 pages.*
- C7 MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC, *Bilan global des émissions de CO<sub>2</sub> de la cogénération, 10 juin 1993, 2 pages.*
- C8 MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC, *Audiences génériques sur la cogénération, document d'information pour le ministre, pour le comité ministériel permanent de l'aménagement, du développement régional et de l'environnement, 25 janvier 1993, 1 page.*
- C9 *Lettre de M<sup>me</sup> Lise Bacon, vice-première ministre et ministre de l'Énergie et des Ressources, à M. Pierre Paradis, 14 avril 1992, 3 pages.*
- C10 MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC, *Note sur le projet de modification au Règlement sur la qualité de l'atmosphère, 14 juin 1993, 3 pages.*
- C11 MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC, *Projet de modifications au Règlement sur la qualité de l'atmosphère (r. 20), version technique n<sup>o</sup>6, 27 avril 1993, document de travail pour la préconsultation externe, Direction de l'orientation et de la réglementation, 161 pages.*
- C12 CONSEIL CANADIEN DES MINISTRES DE L'ENVIRONNEMENT, *Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes, décembre 1992, 9 pages.*
- C13 CANADIAN ELECTRICAL ASSOCIATION, *Development of National Emission Guidelines for Stationary Combustion Turbines, mars 1993, 15 pages et annexes.*

- C14 *Lettre de M<sup>me</sup> Lise Bacon à M. Jean-Jacques Samson concernant un article paru dans Le Soleil*, 9 juin 1993, 3 pages.
- C15 SNC-LAVALIN, *Étude de l'efficacité énergétique des systèmes de cogénération pour le ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, Direction générale de l'électricité et de l'aménagement*, janvier 1992, 14 pages et annexe.
- C16 SNC-LAVALIN, *Étude de rentabilité financière des systèmes de cogénération pour le ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, Direction générale des hydrocarbures*, janvier 1992, 27 pages et annexe.
- C17 *Lettre de M. Gilles Côté d'Hydro-Québec, critères de sélection des projets de cogénération (réponse à une demande de la commission)*, 3 septembre 1993, 7 pages et annexes.
- C18 CHAMPOUX, Jean-Denis, *Mise en garde concernant la cogénération*, Bureau de l'efficacité énergétique, 5 septembre 1991, 5 pages.
- C19 GOUVERNEMENT DU CANADA, *Catégorie 34, déduction accélérée des coûts en capital*, 2 pages.
- C20 *Formule de l'indice de performance globale d'Hydro-Québec (IPGHQ)*, 10 mars 1994 en après-midi, 1 page.
- C21 DROLET, Daniel, *Hull's MLA calls for Moratorium on Indeck energy plant*, The Citizen, 9 mars 1994, 1 page.
- C22 COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL, *Présentation de la requête de l'ICPP relative au règlement 90*, Commission de l'environnement, 11 novembre 1993, 23 pages et annexe.
- C23 *Textes concernant l'incendie des réservoirs du dépôt Shell à Lyon, provenant du document A78 du rapport d'enquête et d'audience publique de la construction d'une centrale à turbines à gaz à Bécancour*, juin 1987, 2 pages.
- Texte concernant l'incendie du dépôt Sheel du port Édouard Herriot à Lyon les 2 et 3 juin 1987*, 23 pages.
- Texte concernant l'incendie d'un dépôt d'hydrocarbures liquides, Lyon*, 2 juin 1987, 24 pages et cartes.
- C24 LÉONARD, Angello et Phillip LOWE, *Gas Turbine Nitrogen Oxide (NO<sub>x</sub>) Control Current Technologies and Operating Experiences*, 25-30 juin 1989, 18 pages.

- C25 *Lettre de M. John Burcombe du Mouvement Au Courant au ministre de l'Environnement et de la Faune, M. Pierre Paradis, au sujet des audiences en cours sur la cogénération, 11 mars 1994, 1 page.*
- C26 MOUVEMENT AU COURANT, *Témoignage du Mouvement Au Courant devant la Régie du gaz naturel, transcription du 22 janvier 1994, volume II, 3 pages.*
- C27 *Lettre du ministère de l'Environnement et de la Faune au Mouvement Au Courant au sujet des audiences génériques sur la cogénération au Québec, 9 mars 1994, 2 pages.*
- C28 HYDRO-QUÉBEC, *Coûts marginaux de puissance et d'énergie de production et de transport associé (paramètres économiques de juin 1992), édition novembre 1992, 27 pages et annexes.*
- C29 ACTION RE-BUTS, *Copie conforme déposée à la commission au sujet d'une demande d'audience publique concernant le projet de Centrale de valorisation du biogaz du CTED, 14 mars 1994, 2 pages.*
- C30 MOUVEMENT AU COURANT, *Information à l'égard du processus de sélection des projets de cogénération par Hydro-Québec, 25 mars 1994, 11 pages.*
- C31 NORMANDIN, Carole, et Serge NORMANDIN, *Pétition des ouvriers de la construction qui supportent le Centre énergétique Montréal-Est (CEME), 22 pages.*
- C32 MOUVEMENT AU COURANT, *Réponse à la question de la commission au sujet du décret 1529-93 sur l'application de la Loi Q-2, 12 avril 1994, 1 page.*
- C33 CHIASSON, Conrad, *Informations diverses déposées lors de la présentation du mémoire verbal de M. Chiasson, non paginé.*
- C34 CHIASSON, Conrad, *Dépôt de cassettes audio sur la commission de l'environnement de la CUM du 11 novembre 1993, 3 cassettes.*
- C35 MOUVEMENT AU COURANT, *Discussion sur la demande d'électricité en relation avec la cogénération au gaz naturel, 10 juin 1994, 9 pages et annexes.*

### **Les autres documents**

- D1 *Lettres des requérants, demandes d'audiences publiques, 8 mars 1994, 9 pages.*



---

**Annexe 4**

**Les participants à  
l'audience publique**



## Les participants à l'audience publique

### Les participants à la première partie

- M. Richard Armstrong
- M. Réal Bergeron, Mercier-Est, quartier en santé
- M. John Burcombe, Mouvement Au Courant
- M. Conrad Chiasson
- M. Pierre Desrochers, Chambre de commerce de l'est du Grand Montréal
- M. Yves Lemay
- M<sup>me</sup> Nicole Loubert, Mercier-Est, quartier en santé
- M<sup>me</sup> Gabriella Pelletier, Action RE-buts
- M<sup>me</sup> Micheline Sauro, Action RE-buts
- M. Michel Séguin, Action RE-buts
- M. Laurier Thériault, Mercier-Est, quartier en santé
- M. André Vaillancourt, Syndicat canadien de la fonction publique
- M. Don Wedge

## Les participants à la deuxième partie

### Les mémoires

- M1 Carole et Serge Normandin
- M2 Produits Pétro-Canada
- M3 Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier, présenté par Pierre Dionne
- M4 Société en commandite Gaz Métropolitain
- M5 Mouvement Au Courant, présenté par John Burcombe
- M6 Société de promotion et de concertation socioéconomique de l'est de Montréal (Pro-Est)
- M7 Shell Canada ltée
- M8 Métallurgie du cuivre Noranda, affinerie CCR, présenté par Otokar Pogacnik, (mémoire et un résumé)
- M9 Chambre de commerce de l'est du Grand Montréal
- M10 Communauté urbaine de Montréal, présenté par l'Office de l'expansion économique
- M11 Volcano
- M12 Député d'Anjou, Michel Bélanger  
Député de Pointe-aux-Trembles, présenté par Michel Bourdon  
Députée d'Hochelaga-Maisonneuve, Louise Harel
- M13 Chambre de commerce du Montréal métropolitain
- M14 GEC ALSTHOM électromécanique
- M15 Mercier-Est, quartier en santé, présenté par Réal Bergeron
- M16 Communauté urbaine de Montréal, Service de l'environnement, présenté par Yves Bourassa (mémoire et acétates)
- M17 Groupe de recherche appliquée en macroécologie, présenté par Jean-François Lefebvre

- M18 Syndicat canadien de la fonction publique, présenté par André Vaillancourt
- M19 Département de santé communautaire, Centre hospitalier Maisonneuve-Rosemont, présenté par Luc Lefebvre
- M20 Institute of Power Engineers, présenté par Gilles Marchand
- M21 Conseil provincial du Québec des métiers de la construction
- M22 M. Don Wedge
- M23 M. Maxime Blanchard

### **Les présentations verbales**

- M. Conrad Chiasson
- M. Richard Imbeault
- M. Denis Munger
- M. Michel Séguin



---

**Annexe 5**

**Les ministères, les  
organismes et les  
personnes ayant collaboré  
aux travaux de la  
commission**





## **Durant l'audience**

### **Organismes québécois**

#### **Ministère de l'Environnement et de la Faune**

- M. Jean-Claude Raymond
- M. André Grondin

#### **Ministère des Ressources naturelles**

- M. Réal Carbonneau

#### **Direction de la santé publique du Centre hospitalier Maisonneuve-Rosemont**

- M. Luc Lefebvre

#### **Ministère de la Sécurité publique**

- M. Robert Lapalme

#### **Communauté urbaine de Montréal, Service de l'environnement**

- M. Régent Brosseau

#### **Hydro-Québec**

- M. Gilles Côté
- M. Daniel Richard

#### **Société québécoise de développement et de la main-d'œuvre de Montréal**

- M<sup>me</sup> Suzanne Mercier

## **Autres organismes**

### **Minéraux Noranda (CCR)**

- M. Otokar Pogacnik

### **Pétro-Canada**

- M. Jacques Paquet
- M. Pierre Laporte
- M. Luc Baillargeon

### **Shell Canada**

- M. Normand Paquet

## **Soutien technique**

### **Coordination**

Conseil du trésor  
Services gouvernementaux  
Direction générale des services de communication

### **Traduction**

Compagnie de traduction simultanée Nord-Sud

### **Sténotypie**

Mackay, Morin, Maynard et associés

- M<sup>me</sup> Lise Maisonneuve, s.o.

**Révision linguistique**

Éditia

Éditique

Parution

**Impression**

Logidec